

Die Ökonomik unterschiedlicher Ausbaudynamiken Erneuerbarer Energien im europäischen Kontext – eine modellbasierte Analyse

Inauguraldissertation
zur
Erlangung des Doktorgrades
der
Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät
der
Universität zu Köln

2011

vorgelegt
von

Diplom-Volkswirt Ralf Wissen
aus
Daun

Referent: Professor Dr. M. O. Bettzüge

Korreferent: Professor Dr. A. Ockenfels

Tag der Promotion: 25. Januar 2011

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Ziel, methodischer Ansatz und Aufbau	4
1.3	Überblick über die wesentliche Literatur zu Methoden zur Modellierung Erneuerbarer Energien in Europa.....	6
2	Entwicklung und Herausforderungen des EE-Ausbaus in Europa	10
2.1	Entwicklung und Ziele der Erneuerbaren Energien.....	10
2.2	Bestehende Fördersysteme für Erneuerbare Energien	16
2.2.1	Funktionsweise eines Einspeisevergütungssystems.....	18
2.2.2	Funktionsweise eines Bonussystems	21
2.2.3	Funktionsweise eines Quotenmodells	22
2.2.4	Optionen einer Harmonisierung von EE- Fördersystemen	28
2.3	Herausforderungen des EE-Ausbaus.....	35
3	Analyse effizienter EE-Förderstrategien	43
3.1	Aspekte einer Harmonisierung bestehender Fördersysteme ...	44
3.1.1	Beispiele für Ineffizienzen einer heterogenen EE- Förderpolitik	45

3.1.2	Weitere Aspekte einer Harmonisierung von EE-Fördersystemen	52
3.2	Qualitative Analyse verschiedener EE-Ausbaugeschwindigkeiten	55
3.2.1	Effekte unterschiedlicher EE-Ausbaugeschwindigkeiten im Rahmen des Erfahrungskurvenkonzepts	57
3.2.2	Einfluss weiterer Parameter auf die Effizienz des EE-Ausbaus	61
4	Aufbau und Diskussion der erforderlichen Modelldaten	64
4.1	Allgemeine Modellierungsparameter	64
4.2	Technologiespezifische Modellierungsparameter	69
4.2.1	Wind Onshore	70
4.2.2	Wind Offshore	91
4.2.3	Biomasse	104
4.2.4	Kleine Wasserkraft	123
4.2.5	Fotovoltaik	129
4.2.6	Solarthermische Kraftwerke	145
4.2.7	Geothermische Kraftwerke	152
4.2.8	Wellenenergie	162
4.2.9	Gezeitenenergie	168
4.3	Fördersysteme für Erneuerbare Energien	173

4.4	Diskussion einschränkender Annahmen	177
4.4.1	Europäische Stromerzeugungspotenziale der Erneuerbaren Energien	178
4.4.2	Technologischer Fortschritt	183
5	Das Modell LORELEI	189
5.1	Modellstruktur und -auflösung	189
5.1.1	Modellstruktur.....	189
5.1.2	Berücksichtigte EE-Technologien.....	193
5.1.3	Regionale Auflösung	195
5.1.4	Zeitliche Auflösung.....	198
5.2	Modellformulierung	198
5.2.1	Zielfunktionen.....	198
5.2.2	Kostengleichungen.....	203
5.2.3	Erlösgleichungen des Wettbewerbsmarktes	205
5.2.4	Kapazitätsgleichungen.....	208
5.2.5	Produktionsgleichungen	214
5.2.6	Fördersystemspezifische Gleichungen.....	215
5.2.7	Technologiespezifische Gleichungen	222
6	Quantitative Analyse unterschiedlicher EE-Ausbaudynamiken	226
6.1	Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen	226

6.1.1	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und der nicht geförderten EE-Erzeugung.....	227
6.1.2	Entwicklung der Strompreise und der Wertigkeiten für EE-Strom	228
6.2	Aufbau der Szenarien	235
6.3	Szenarien mit einem EE-Ziel von 45% in 2030	239
6.3.1	Szenario „Referenz 45% EE“	239
6.3.2	Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“	247
6.3.3	Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“ ...	251
6.4	Szenarien mit einem EE-Ziel von 65% in 2030	255
6.4.1	Szenario „Referenz 65% EE“	255
6.4.2	Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“	260
6.4.3	Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“ ...	263
6.5	Business-as-usual-Szenario	266
6.6	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	273
7	Fazit und Ausblick	277
8	Literaturverzeichnis	282
9	Anhang	302
9.1	Ergebnisse Szenario „Referenz 45% EE“	302
9.2	Ergebnisse Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“	303
9.3	Ergebnisse Szenario Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE ...	307

9.4	Ergebnisse Szenario „Referenz 65% EE“	311
9.5	Ergebnisse Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“	313
9.6	Ergebnisse Szenario Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE ...	316
9.7	Ergebnisse Szenario „Business-as-usual“	320

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Entwicklung der Stromerzeugung auf Basis EE in der EU-27 zwischen 1990 und 2008.....	11
Abbildung 2-2:	Nationale indikative Ziele zur Stromerzeugung auf Basis EE in 2010 und EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in 2008	13
Abbildung 2-3:	Nationale Ziele als Anteil am Endenergieverbrauch in 2020	16
Abbildung 2-4:	Überblick über die Fördersysteme für Erneuerbare Energien in Europa.....	17
Abbildung 2-5:	Funktionsweise eines Quotenmodells.....	23
Abbildung 2-6:	Bestimmung des Zertifikatspreises in einem Quotenmodell.....	25
Abbildung 2-7:	Ökonomische Effizienz von mengen- und preisregulierten EE-Fördersystemen unter Unsicherheit.....	30
Abbildung 3-1:	Regionale Unterschiede der Stromgestehungskosten von Onshore Windenergie in Europa	46
Abbildung 3-2:	Regionale Unterschiede der Stromgestehungskosten von Fotovoltaik in Europa.....	49
Abbildung 3-3:	Übersicht verschiedener EE-Ausbaudynamiken	56

Abbildung 4-1:	Installierte Kapazität auf Basis geförderter EE in 2009 in der EU-27++	65
Abbildung 4-2:	Sterbelinie der installierten Kapazität auf Basis geförderter Erneuerbarer Energien in der EU-27++	69
Abbildung 4-3:	Einteilung der Länder in Windregionen für Wind Onshore (linke Grafik: Einteilung der Länder in Subregionen (Schritt 1); rechte Grafik: Einteilung der Subregionen in detaillierte Windregionen (Schritt 2).....	71
Abbildung 4-4:	Flächenpotenziale für Wind Onshore im LORELEI-Modell.....	77
Abbildung 4-5:	Schematische Darstellung der Bestimmung der Leistung einer WEA	80
Abbildung 4-6:	Leistungskennlinien für Onshore-WEA im Modell	82
Abbildung 4-7:	Zusammensetzung der Investitionskosten von Onshore-WEA.....	85
Abbildung 4-8:	Entwicklung des Niveaus der Arbeitskosten in den europäischen Ländern im LORELEI-Modell	88
Abbildung 4-9:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Wind Onshore im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	90
Abbildung 4-10:	Einteilung der Länder in Windregionen für Wind Offshore (schematisch)	92
Abbildung 4-11:	Flächenpotenziale für Wind Offshore	96

Abbildung 4-12:	Leistungskennlinie für Offshore-WEA im LORELEI-Modell.....	98
Abbildung 4-13:	Zusammensetzung der Investitionskosten von Offshore-WEA (Nennleistung 5 MW, Wassertiefe: 30 m).....	99
Abbildung 4-14:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Wind Offshore im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030).....	104
Abbildung 4-15:	Entwicklung der biogenen Brennstoffpotenziale für die Stromerzeugung im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	114
Abbildung 4-16:	Entwicklung der Brennstoffpreise für biogene Energieträger im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	118
Abbildung 4-17:	Wärmegutschriften für biogene KWK-Anlagen im LORELEI-Modell	119
Abbildung 4-18:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von fester Biomasse im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	120
Abbildung 4-19:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Biogas im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030).....	121
Abbildung 4-20:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von flüssiger Bioenergie im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	122
Abbildung 4-21:	Potenziale kleiner Wasserkraft (Neuanlagen) in der EU-27++	125

Abbildung 4-22:	Investitionskosten für kleine Wasserkraftwerke in der EU-27++ für das Jahr 2009	127
Abbildung 4-23:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von kleiner Wasserkraft im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	128
Abbildung 4-24:	Flächenpotenzial für Fotovoltaik-Anlagen (Dachinstallation) im LORELEI-Modell	133
Abbildung 4-25:	Flächenpotenzial für Fotovoltaik-Anlagen (Freifläche) im LORELEI-Modell.....	134
Abbildung 4-26:	Einfluss von Strahlung und Temperatur auf die Strom-Spannungs-Kennlinie unter Standardtestbedingungen.....	137
Abbildung 4-27:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Fotovoltaik im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)....	141
Abbildung 4-28:	Stromkosteneinsparungen bei Eigenverbrauch des Fotovoltaik-Stroms.....	144
Abbildung 4-29:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	151
Abbildung 4-30:	Geothermisches Stromerzeugungspotenzial im LORELEI-Modell	156
Abbildung 4-31:	Zusammensetzung der Investitionskosten von geothermischen Kraftwerken	158
Abbildung 4-32:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Geothermie im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030) ..	161

Abbildung 4-33:	Stromerzeugungspotenzial von Wellenkraftwerken im LORELEI-Modell	164
Abbildung 4-34:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Wellenkraftwerken im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	168
Abbildung 4-35:	Stromerzeugungspotenzial von Gezeitenkraftwerken im LORELEI-Modell	170
Abbildung 4-36:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Gezeitenkraftwerken im LORELEI-Modell (2009, 2020, 2030)	173
Abbildung 5-1:	Struktur des LORELEI-Modells	190
Abbildung 6-1:	Entwicklung des EE-Ausbaus im Szenario „Referenz 45% EE“	240
Abbildung 6-2:	Differenz der EE-Erzeugung zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Referenz 45% EE“	242
Abbildung 6-3:	Barwert der Kosten und Erlöse des EE-Ausbaus im Szenario „Referenz 45% EE“	244
Abbildung 6-4:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Referenz 45% EE“	246
Abbildung 6-5:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“ und „Referenz 45% EE“	248

Abbildung 6-6:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ in den Szenarien „Referenz 45% EE“ und „Sensitivität Potenzial 45% EE“	250
Abbildung 6-7:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“ und „Referenz 45% EE“ ..	252
Abbildung 6-8:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ in den Szenarien „Referenz 45% EE“ und „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“	253
Abbildung 6-9:	Entwicklung des EE-Ausbaus im Szenario „Referenz 65% EE“	256
Abbildung 6-10:	Differenz der EE-Erzeugung zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Referenz 65% EE“	257
Abbildung 6-11:	Barwert der Kosten und Erlöse des EE-Ausbaus im Szenario „Referenz 65% EE“	258
Abbildung 6-12:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Referenz 65% EE“	259

Abbildung 6-13:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“ und „Referenz 65% EE“	260
Abbildung 6-14:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ in den Szenarien „Referenz 65% EE“ und „Sensitivität Potenzial 65% EE“	263
Abbildung 6-15:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“ und „Referenz 65% EE“ ..	264
Abbildung 6-16:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbau“ und „progressiver EE-Ausbau“ in den Szenarien „Referenz 65% EE“ und „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“	265
Abbildung 6-17:	Entwicklung des EE-Ausbaus im Szenario „Business-as-usual“	269
Abbildung 6-18:	Differenz der EE-Erzeugung zwischen Szenario „BAU“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Business-as-usual“	270
Abbildung 6-19:	Barwert der Kosten und Erlöse des EE-Ausbaus im Szenario „Business-as-usual“	271
Abbildung 6-20:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „BAU“ und	

	„progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Business-as-usual“	272
Abbildung 9-1:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Referenz 45% EE“ bei niedrigem Strompreis	302
Abbildung 9-2:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Referenz 45% EE“ bei mittlerem Strompreis.....	302
Abbildung 9-3:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Referenz 45% EE“ bei hohem Strompreis.....	303
Abbildung 9-4:	Entwicklung des EE-Ausbaus im Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“	303
Abbildung 9-5:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“ bei niedrigem Strompreis	304
Abbildung 9-6:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“ bei mittlerem Strompreis	304
Abbildung 9-7:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“ bei hohem Strompreis	305
Abbildung 9-8:	Differenz der EE-Erzeugung zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“	305
Abbildung 9-9:	Barwert der Kosten und Erlöse des EE-Ausbaus im Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“	306

Abbildung 9-10:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“	306
Abbildung 9-11:	Entwicklung des EE-Ausbaus im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“	307
Abbildung 9-12:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“ bei niedrigem Strompreis	308
Abbildung 9-13:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“ bei mittlerem Strompreis	308
Abbildung 9-14:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“ bei hohem Strompreis	309
Abbildung 9-15:	Differenz der EE-Erzeugung zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“	309
Abbildung 9-16:	Barwert der Kosten und Erlöse des EE-Ausbaus im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“	310
Abbildung 9-17:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“	310

Abbildung 9-18:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Referenz 65% EE“ bei niedrigem Strompreis	311
Abbildung 9-19:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Referenz 65% EE“ bei mittlerem Strompreis.....	312
Abbildung 9-20:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Referenz 65% EE“ bei hohem Strompreis.....	312
Abbildung 9-21:	Entwicklung des EE-Ausbaus im Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“	313
Abbildung 9-22:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“ bei niedrigem Strompreis	313
Abbildung 9-23:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“ bei mittlerem Strompreis	314
Abbildung 9-24:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“ bei hohem Strompreis	314
Abbildung 9-25:	Differenz der EE-Erzeugung zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“	315
Abbildung 9-26:	Barwert der Kosten und Erlöse des EE-Ausbaus im Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“	315
Abbildung 9-27:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-	

	Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“	316
Abbildung 9-28:	Entwicklung des EE-Ausbaus im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“	316
Abbildung 9-29:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“ bei niedrigem Strompreis	317
Abbildung 9-30:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“ bei mittlerem Strompreis	317
Abbildung 9-31:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“ bei hohem Strompreis	318
Abbildung 9-32:	Differenz der EE-Erzeugung zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“	318
Abbildung 9-33:	Barwert der Kosten und Erlöse des EE-Ausbaus im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“	319
Abbildung 9-34:	Differenz des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE- Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ im Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“	320

Abbildung 9-35:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Business-as-usual“ bei niedrigem Strompreis	320
Abbildung 9-36:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Business-as-usual“ bei mittlerem Strompreis.....	321
Abbildung 9-37:	Entwicklung der EE-Kapazitäten im Szenario „Business-as-usual“ bei hohem Strompreis.....	321

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Technische Lebensdauer der EE-Technologien	67
Tabelle 4-2:	Technische Parameter der Onshore-WEAs in Deutschland (Stand: 31.12.2007)	74
Tabelle 4-3:	Technische Modellparameter für Onshore-WEA.....	75
Tabelle 4-4:	Entwicklung der ökonomischen Parameter von Onshore-WEAs bis 2030 am Beispiel Deutschlands	86
Tabelle 4-5:	Technische Modellparameter für Offshore-WEA	94
Tabelle 4-6:	Entwicklung der ökonomischen Parameter von Offshore-WEAs bis 2030.....	101
Tabelle 4-7:	Einteilung der Bioenergieträger im LORELEI- Modell.....	106
Tabelle 4-8:	Technische Parameter der Bioenergie- Technologieklassen im LORELEI-Modell für das Jahr 2009.....	107
Tabelle 4-9:	Entwicklung der Wirkungsgrade von Biomasseanlagen im LORELEI-Modell.....	109
Tabelle 4-10:	Entwicklung der ökonomischen Parameter von biogenen Energieträgern bis 2030 am Beispiel Deutschlands	116
Tabelle 4-11:	Technische Modellparameter für kleine Wasserkraft.....	124

Tabelle 4-12:	Ökonomische Parameter von kleiner Wasserkraft im LORELEI-Modell am Beispiel Deutschlands	126
Tabelle 4-13:	Technische Modellparameter für Fotovoltaikanlagen	131
Tabelle 4-14:	Ökonomische Parameter von Fotovoltaik-Anlagen im LORELEI-Modell am Beispiel Deutschlands	140
Tabelle 4-15:	Potenziale und Auslastung der solarthermischen Kraftwerke im LORELEI-Modell	149
Tabelle 4-16:	Ökonomische Parameter von solarthermischen Kraftwerken im LORELEI-Modell am Beispiel Spaniens	150
Tabelle 4-17:	Technische Modellparameter für geothermische Kraftwerke	155
Tabelle 4-18:	Ökonomische Parameter von geothermischen Kraftwerken im LORELEI-Modell am Beispiel Deutschlands	160
Tabelle 4-19:	Ökonomische Parameter von Wellenkraftwerken im LORELEI-Modell	166
Tabelle 4-20:	Ökonomische Parameter von Gezeitenkraftwerken im LORELEI-Modell	172
Tabelle 4-21:	Berücksichtigung der derzeit existierenden europäischen EE-Hauptförderinstrumente im LORELEI-Modell	175
Tabelle 4-22:	Sensitivitäten bzgl. Flächenpotenziale für Wind Onshore in Europa	179

Tabelle 4-23:	Sensitivitäten bzgl. der periodischen Zubaurestriktion für Wind Offshore in Europa	181
Tabelle 4-24:	Sensitivitäten bzgl. der jährlichen Brennstoffpotenziale für Bioenergie in Europa	182
Tabelle 4-25:	Prognosen bzgl. des weltweiten und außereuropäischen Zubaus von Onshore-WEAs	185
Tabelle 4-26:	Prognosen bzgl. des weltweiten und außereuropäischen Zubaus von Offshore-WEA.....	186
Tabelle 4-27:	Prognosen bzgl. des weltweiten und außereuropäischen Zubaus von Fotovoltaik	187
Tabelle 5-1:	Überblick der EE-Technologien im LORELEI-Modell.....	194
Tabelle 5-2:	Überblick der Regionen im LORELEI-Modell	196
Tabelle 6-1:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und der nicht geförderten EE im LORELEI-Modell	228
Tabelle 6-2:	Entwicklung des Strompreises im LORELEI-Modell..	233
Tabelle 6-3:	Wertigkeitsfaktoren für EE-Anlagen im LORELEI-Modell.....	235
Tabelle 6-4:	Überblick über die untersuchten Szenarien	238
Tabelle 6-5:	Überblick über die Differenzen des Barwerts der Nettokosten (Kosten abzgl. Erlöse) zwischen Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“	274

Abkürzungsverzeichnis

AM	Air mass
BAU	Business as usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
el	elektrisch
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GSE	Gestore Servizi Energetici

KWK	Kraft- Wärme- Kopplung
MPP	Maximum Power Point
ORC	Organic Rankine Cycle
th	thermisch
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

Verzeichnis der Indizes, Parameter und Variablen

Verzeichnis der Indizes

Y	Menge aller Modelljahre
$\gamma \in Y$	Modelljahr
$c \in Y$	Inbetriebnahmejahr
$f \in Y$	Referenzjahr
T	Menge aller EE-Technologien
$t \in T$	EE-Technologie
$ST(t)$	Menge aller EE-Subtechnologien in Abhängigkeit der EE-Technologien
$st \in ST(t)$	EE-Subtechnologie
$BT(t)$	Menge aller Bioenergiotechnologien in Abhängigkeit der EE-Technologien
$bt \in BT(t)$	Bioenergiotechnologie
$R(t)$	Menge aller Modellregionen in Abhängigkeit der EE-Technologien

$r \in R(t)$	Modellregion
$SR(r)$	Menge aller Modellsubregionen in Abhängigkeit der Modellregionen
$sr \in SR(r)$	Modellsubregion
$S(st)$	Menge aller biogenen Brennstoffe
$s \in S(st)$	biogener Brennstoff

Verzeichnis der Parameter

a_t	Abschreibungsdauer in Jahren
$c_{r,t,y}^{ADD,EX}$	exogene Kapazitätzubauten in MW
$c_{r,t}^{EXIST}$	bestehende Kapazitäten in MW
$c_{r,t,y}^{MAX}, c_{r,st,y}^{MAX}$	maximaler Kapazitätzubau je Region, Technologie und Jahr in MW
$c_{t,y}^{MAX}$	maximaler Kapazitätzubau je Technologie und Jahr
$c_{sr,st,c}^{SUB,EX}$	exogen vorgegebenen Stilllegungen der Bestandsanlagen
$d_{t,y,c}^{FIN}$	Matrix über die Finanzierungsdauer

d_t^{LIFE}	Lebensdauer der EE-Anlage in Jahren
d_y^{MOD}	Anzahl der Jahre je Modelljahr
$d_{r,t,y,c}^{PROM}$	Matrix über die Vergütungsdauer
h_y	Diskontierungsfaktor
i	Volkswirtschaftlicher Zinssatz in %
$j_{r,st}$	Strombezugskosten der Endverbraucher in €/MWh
k	Betriebswirtschaftlicher Zinssatz in %
$m_{r,t}$	Anpassungsfaktor der Vergütungssätze an Inflation in %
$p_t^{AVNETCH}$	vermiedene Netznutzungsentgelte in €/MWh
$p_{r,y}^{BO}, p_y^{BO}$	Strafpreis bei Quoten-Nicht-Erfüllung in €/Grünstromzertifikat
$p_{r,s,y}^{FUEL}$	Brennstoffkosten in €/MWh _{th}
$p_{r,y}^{HREV}$	Wärmegutschrift in €/MWh _{th}
$p_{r,t,y}^{INVC}, p_{sr,st,c}^{INVC}$	Investitionskosten in €/MW

$p_{r,t,y}^{OMC}, p_{sr,st,c}^{OMC}$	Betriebs- und Wartungskosten in €/MWh
$p_{r,y}^{SPOT}$	Stromgroßhandelspreis (Base) in €/MWh
$q_{r,y}^{OBLIG}, q_y^{OBLIG}$	Anzahl an Grünstromzertifikaten (Quotenverpflichtung)
$s_{r,s,y}^{POT,BIO}$	Potenzial an biogenen Brennstoffen in MWh _{th}
$s_{sr,st}^{POT,PV}$	Potenzial an verfügbarer Fläche für Fotovoltaikanlagen in km ²
$s_{sr}^{POT,WIND}$	Potenzial an verfügbarer Fläche für Windenergieanlagen in km ²
$s_{st}^{REQSP;PV}$	benötigte Fläche je Fotovoltaikanlage in km ² /MW
$s_{st}^{REQSP;WIND}$	benötigte Fläche je Windenergieanlage in km ² /MW
$t_{sr,st,c}^{PROM}$	Vergütungssatz in €/MWh
$u_{st}^{CAP,PV}$	Leistung einer einzelnen Fotovoltaikanlage in MW
$u_{st}^{CAP,WIND}$	Leistung einer einzelnen Windenergieanlage in MW
$z_{sr,st,c}^{UTIL}$	Volllaststunden in h in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres
$\alpha_t^{CERT}, \alpha_{r,t}^{CERT}$	Wertigkeitsfaktor für Grünstromzertifikat in %

$\alpha_{r,t,y}^{RES}$	Wertigkeitsfaktor des EE-Stroms im Vergleich zum Base-Preis in %
$\beta_{r,st}^{HEAT}$	Nutzungsgrad der erzeugten Wärme in %
$\eta_{st,c}^{ETA,EL}$	elektrischer Wirkungsgrad in %
$\eta_{st,c}^{ETA,TH}$	thermischer Wirkungsgrad in %
ω	Anteil des Eigenverbrauchs des erzeugten Fotovoltaikstroms in %

Verzeichnis der Variablen

$C_{sr,st,y}^{ADD}, C_{r,st,y}^{ADD}$	gesamter Kapazitätszubau in MW
$C_{sr,st,y}^{ADD,END}$	endogener Kapazitätszubau in MW
$C_{sr,st,y-1}^{INST}$	installierte Kapazität des vorangegangenen Modelljahres
$C_{sr,st,y}^{INST}$	installierte Kapazität in MW
$C_{sr,st,y,c}^{INST,COM}$	Matrix über die installierten Kapazitäten in MW
$C_{sr,st,y}^{SUB}, C_{sr,st,c}^{SUB}$	gesamte Kapazitätsstilllegungen in MW
$C_{sr,st,y,c}^{SUB,COM}$	Matrix über die gesamten Kapazitätsstilllegungen in MW

$C_{sr,st,y}^{SUB,END}$	Stilllegungen endogen zugebauter Kapazitäten in MW
$C_{sr,st,y}^{SUB,EX}$, $C_{sr,st,c}^{SUB,EX}$	Stilllegungen der bereits im Referenzjahr existierenden Kapazitäten in MW
$P_{r,y}^{FIXC}$	Summe der annuitätischen Investitionskosten in €
$P_{r,y}^{FUEL C}$	Summe der Brennstoffkosten in €
$P_{r,y}^{HREV}$	Summe der Wärmegutschriften in €
$P_{r,y}^{OMC}$	Summe der Betriebs- und Wartungskosten in €
$P_{r,y}^{PROM,NET}$	Summe der Nettoförderkosten in € (bei Einspeisevergütungs- und Bonusmodell)
$P_{r,y}^{VARC}$	Summe der variablen Stromerzeugungskosten in €/MWh
$Q_{r,s,y}^{BIOSOURCE}$	Brennstoffeinsatz in MWh _{th}
$Q_{r,y}^{BO}$, Q_y^{BO}	Defizit an Grünstromzertifikaten (Strafmenge)
$Q_{r,t,y}^{CERT}$	Ausgegebene Menge an Grünstromzertifikaten
$Q_{r,st,y}^{FUEL}$	Brennstoffverbrauch der Bioenergieanlagen in MWh _{th}
$Q_{sr,st,y}^{GEN,EL}$	erzeugte EE-Strommenge in MWh

$Q_{r,st,y}^{GEN,HEAT}$ erzeugte Wärmemenge in MWh_{th} $V_{r,y}^{RESVAL}$

Wert des EE-Stroms in €/MWh

1 EINLEITUNG

1.1 Motivation

Die fortschreitenden Bemühungen zum Klimaschutz sowie industriepolitische Interessen haben in den vergangenen Jahren in Europa zu einem starken Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) im Strombereich geführt. Für das Jahr 2020 hat sich die EU-27 gemäß der EU-Richtlinie 2009/28/EG¹ auf einen Zielwert des EE-Anteils von 20% am Endenergieverbrauch festgelegt. Um diesen Wert zu erreichen, geht die Europäische Kommission davon aus, dass der Anteil der EE an der Stromversorgung im gleichen Zeitraum EU-weit auf mindestens 30% ansteigen muss.² Bisher basierte der Ausbau der EE in der Stromerzeugung im Wesentlichen auf einer Förderung der derzeit noch nicht wettbewerbsfähigen EE-Technologien. Auch für die nächsten Jahre ist davon auszugehen, dass der wesentliche Teil des erforderlichen EE-Zubaus zur Erreichung der avisierten Ziele ohne finanzielle Förderung nicht erfolgen wird.

Der zunehmende EE-Ausbau innerhalb Europas führt somit zu einer wachsenden finanziellen Förderung und einer ansteigenden finanziellen Belastung der Endverbraucher. Aufgrund der steigenden finanziellen Belastungen wird auf politischer und wissenschaftlicher Ebene zunehmend über eine möglichst kosteneffiziente Förderpolitik diskutiert. Langfristiges Ziel der Förderung der EE-Technologien sollte die Heranführung dieser Energieträger an den Markt und die Wettbewerbsfähigkeit sein.

¹ Europäische Kommission (2009a).

² Europäische Kommission (2010a).

Die Diskussion bezüglich der „richtigen“ Ausgestaltung der Förderung, welche einen möglichst kosteneffizienten EE-Zubau generiert, erfolgt seit Jahren sehr kontrovers. Dabei stehen insbesondere unterschiedliche Förderregime wie bspw. das Festpreisvergütungssystem, das Bonussystem sowie das Quotenmodell im Fokus. Derzeit existiert in den europäischen Ländern eine Vielzahl unterschiedlicher Fördersysteme, deren Effizienz und Effektivität regelmäßig evaluiert werden. Die Evaluationen sowie theoretischen Analysen der einzelnen Förderregime zeigen, dass keines der Fördersysteme per se das kostenoptimale und effektivste Förderinstrument ist, sondern dass vielmehr jedes Instrument seine Vor- und Nachteile aufweist.³

Neben der Diskussion bzgl. der einzelnen Fördersysteme gewinnt zunehmend auch der Aspekt der optimalen Ausbaudynamik der EE-Technologien an Bedeutung, welcher in der derzeitigen Diskussion noch kaum wahrnehmbar ist. Dabei stellt sich die Frage, welche Dynamik der Förderung Erneuerbarer Energien innerhalb Europas zu einem kosteneffizienten langfristigen EE-Ausbauziel führt.

Grundsätzlich sind zwei Extremvarianten denkbar. So können bspw. zu Beginn der Betrachtungsperiode bereits sehr ambitionierte Zwischenausbauziele für Europa festgesetzt werden, so dass ein Großteil des insgesamt notwendigen EE-Ausbaus zu Beginn der Periode erfolgt. Der Ausbaupfad würde somit degressiv erfolgen. Die Förderung der EE wird dementsprechend angepasst, dass die vorhandenen Potenziale möglichst schnell zugebaut werden. Eine weitere Option besteht in einem möglichst späten europäischen EE-Ausbau, so dass das langfristig anvisierte Aus-

³ Vgl. bspw. Lienert, M./Wissen, R. (2006).

bauziel erreicht werden kann. Hierbei verläuft der EE-Ausbaupfad progressiv. Unterstellt man eine Degression der Investitionskosten der EE-Anlagen in Abhängigkeit der weltweit produzierten Anlagenkapazität, so ist bei einem schnellen europäischen EE-Zubau auch eine schnellere Degression der Investitionskosten der EE zu erwarten. Gleichzeitig führt unter der Annahme eines von der europäischen EE-Förderung unabhängigen EE-Zubaus außerhalb Europas, ein schneller EE-Zubau in Europa zu höheren Investitionskosten innerhalb Europas, als wenn der EE-Zubau progressiv erfolgt. Dies ist dadurch begründet, dass bei einem degressiven EE-Ausbau der maßgebliche Teil des Zubaus zu Beginn einer Betrachtungsperiode erfolgt, an dem die Investitionskosten noch vergleichsweise hoch sind. Aufgrund des Zubaus außerhalb Europas und der damit verbundenen Kostensenkungen profitieren europäische Investitionen durch einen möglichst späten EE-Zubau innerhalb Europas.

Aufgrund der genannten Effekte ist zu erwarten, dass das Erreichen eines langfristigen EE-Ziels in Europa ein progressiver EE-Ausbaupfad zu geringeren Kosten führen wird als ein degressiver Ausbaupfad. Im Rahmen dieser Arbeit wird diese These zum einen überprüft. Zum anderen werden die Kostenunterschiede unterschiedlicher Ausbaudynamiken quantifiziert.

Eine Analyse der erläuterten Effekte unterschiedlicher Ausbaudynamiken auf die Kosteneffizienz des EE-Ausbaus bedarf neben einer geeigneten Methodik zusätzlich der Berücksichtigung aller relevanten technischen, ökonomischen, gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen. Um die Effekte nicht nur qualitativ aufzuzeigen sondern auch quantifizieren zu können, ist eine umfangreiche Datenbasis und -auswertung zu den Kosten, Potenzialen, Auslastungen, Vergütungen sowie zu den technischen Aspekten der Erneuerbaren Energien für alle Länder der EU erforderlich. Dieser Datengrundlage kommt im Rahmen dieser Arbeit eine besondere

Bedeutung zu, da die Ergebnisse einer quantitativen Analyse wesentlich von den unterstellten Rahmenannahmen abhängen. Daher besteht einer der wesentlichen Beiträge dieser Arbeit in der Erarbeitung der erforderlichen Datenbasis sowie der quantitativen Methodik.

1.2 Ziel, methodischer Ansatz und Aufbau

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und die Anwendung einer geeigneten Methodik zur Quantifizierung der ökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher EE-Ausbaudynamiken innerhalb Europas unter Berücksichtigung der relevanten Rahmenbedingungen. Dazu wird auf ein im Rahmen dieser Arbeit neu konzipiertes dynamisches Optimierungsmodell zurückgegriffen, das die Entwicklung der Erneuerbaren Energien innerhalb der EU-27 zzgl. Norwegen und der Schweiz für unterschiedliche Förderregime abbildet.⁴

Um eine möglichst realistische Einschätzung der Kosteneffekte unterschiedlicher Ausbaudynamiken treffen zu können, ist eine detaillierte Abbildung der derzeitigen ökonomischen, technischen, politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen der Erneuerbaren Energien innerhalb Europas wesentlich. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methodik sowie die aufgebaute Datenbasis sind geeignet, die intertemporalen, interregionalen sowie die technologiespezifischen Zusammenhänge der Erneuerbaren Energien innerhalb Europas adäquat abzubilden.

Zur Beantwortung der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Fragestellung wird wie folgt vorgegangen:

⁴ Dieses Modell wurde bereits auch in anderen Analysen angewendet (vgl. bspw. EWI (2010)).

In Kapitel 2 wird zunächst ein Überblick über die bisherige Entwicklung und den aktuellen Stand des Ausbaus, der Ziele und der Förderung der Erneuerbaren Energien in Europa gegeben. Dieser schließt die zukünftigen ökologischen, technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen sowie die politischen und sozialen Aspekte eines steigenden Anteils Erneuerbarer Energien in die Betrachtung ein.

Die theoretischen Grundlagen für die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommene Analyse unterschiedlicher Ausbaudynamiken für EE sind Gegenstand von Kapitel 3. Dazu werden in diesem Kapitel Szenarien entwickelt, welche sich für eine Quantifizierung der Wirkungen unterschiedlicher Ausbaudynamiken für Erneuerbare Energien hinsichtlich der Kosten des EE-Ausbaus eignen.

Die für die weitergehende quantitative Analyse unterschiedlicher EE-Ausbaudynamiken sowie zum Verständnis der Ergebnisse erforderliche Datenbasis wird in Kapitel 4 dargestellt und erläutert. Diese umfasst bspw. die ökonomischen, technischen, politischen und sozialen Eigenschaften und Rahmenbedingungen der einzelnen EE-Technologien. Neben den jeweiligen EE-Technologien werden zusätzlich die derzeit bestehenden Förderungssysteme innerhalb Europas in der Art dargestellt, wie sie in manchen Szenarien im Rahmen der Modellierung implementiert werden.

In Kapitel 5 erfolgt eine formale Beschreibung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten dynamischen interregionalen Optimierungsmodells für Erneuerbare Energien in Europa. Dabei werden sowohl die Zielfunktionen als auch die wesentlichen Nebenbedingungen dieses Modells dargestellt und erläutert.

Aufbauend auf die bisherigen Untersuchungen werden in Kapitel 6 die Vorgehensweise und die Ergebnisse der quantitativen Analyse unterschied-

licher EE-Ausbaudynamiken beschrieben. Auf Basis des entwickelten Modells werden unterschiedliche Szenarien untersucht, wobei stets ein degressiver europäischer EE-Ausbaupfad mit einem langfristig optimalen bzw. progressiven EE-Ausbaupfad verglichen wird. Dabei wird in den Szenarien jeweils ein kostenoptimaler EE-Ausbau unterstellt. Im Gegensatz zum progressiven EE-Ausbau, werden bei einem degressiven EE-Ausbaupfad ambitionierte Zwischenziele unterstellt, welche erreicht werden müssen. Das langfristige EE-Ausbauziel bleibt in den Szenarien jeweils identisch. Um die Belastbarkeit der Ergebnisse zu überprüfen, wird im Rahmen von Sensitivitätsuntersuchungen eine Reihe von relevanten Annahmen variiert. Zudem werden im Rahmen weiterer Analysen die Ineffizienzen der derzeitigen Förderpolitiken dargestellt.

In Kapitel 7 erfolgt zunächst eine Einordnung der Ergebnisse. Dabei werden die wesentlichen Erkenntnisse insbesondere hinsichtlich Implikationen für die Ausgestaltung von energiepolitischen Rahmenbedingungen dargestellt und erläutert. Zudem erfolgen eine kritische Würdigung der angewendeten Methodik und der Ergebnisse sowie ein Ausblick auf den noch anstehenden weiteren Forschungsbedarf.

1.3 Überblick über die wesentliche Literatur zu Methoden zur Modellierung Erneuerbarer Energien in Europa

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt dargestellt, erfolgt die Analyse der Fragestellung dieser Arbeit auf Basis eines dynamischen Optimierungsmodells für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Solche dynamischen Optimierungsmodelle existieren zur Abbildung des konventionellen Strommarkts bereits seit Mitte der 90er Jahre des letzten

Jahrtausends.⁵ Aufgrund der ansteigenden Bedeutung der Erneuerbaren Energien werden solche Modelle zunehmend auch für diese Energieträger entwickelt und angewendet. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte und dargestellte dynamische, intertemporale und interregionale Optimierungsmodell bestimmt, unter detaillierter Berücksichtigung von Kosten, Potenzialen sowie technischer, politischer und gesellschaftlicher Rahmenbedingungen EE-Zubaupfade in der EU-27 zzgl. Norwegen und der Schweiz. Je nach politischen Rahmenbedingungen bzgl. der EE-Förderung ist es in der Lage, entweder die EE-Entwicklung auf Basis einer Kostenminimierung⁶ oder einer Gewinnmaximierung⁷ zu bestimmen.

Neben dem hier dargestellten Modell existieren weitere Modelle, auf deren Basis Prognosen bzw. Szenarien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien erstellt werden. Die wichtigsten Modelle werden im Folgenden kurz aufgezeigt.

Im Jahr 2004 entwickelten Huber et al. (2004) im Rahmen der von der Europäischen Kommission in Auftrag gegebenen Studie „Green-X“ ein dynamisches Simulationsmodell für Erneuerbare Energien für die Länder der EU-15. Dabei werden verschiedene Fördersysteme für EE insbesondere hinsichtlich der verschiedenen Fördervolumina analysiert. Aufbauend auf

⁵ Vgl. bspw. Hoster, F. (1996).

⁶ Die Kostenminimierung erfolgt für das mengengesteuerte Quotenmodell. Hier wird davon ausgegangen, dass ein zentraler Planer (bspw. der Gesetzgeber) die erforderliche Quote festlegt, auf deren Basis dann, entsprechend des Zertifikatssystems, die kostengünstigsten Technologien und Standorte zugebaut werden.

⁷ Die Gewinnmaximierung erfolgt sowohl für das Festpreisvergütungs- als auch das Bonussystem. Für diese beiden Systeme wird unterstellt, dass ein zentraler Planer (bspw. der Gesetzgeber) die jeweiligen Vergütungssätze bzw. Boni festlegt.

dieses Projekt sowie auf die dort entwickelte Methodik und Datenbasis folgen mit den Projekten „FORRES 2020“⁸ und „OPTRES“⁹ weitere Studien, welche unter Berücksichtigung weiterer europäischer Länder die unterschiedlichen Fördersysteme in Europa evaluieren. Dabei liegt der Fokus wiederum auf der Analyse der Effektivität sowie der Fördermitteleffizienz bzw. der Produzentenrenten verschiedener Fördersysteme der EE für den Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2020. Im Unterschied zu Huber et al. (2004) steht in dieser Arbeit nicht die Evaluierung einzelner Förderinstrumente für Erneuerbare Energien im Fokus. Vielmehr erhält im Rahmen der Modellierung der Aspekt der Kosteneffizienz ein deutlich stärkeres Gewicht.

Ebenfalls in europäischer Dimensionierung (EU-15) analysiert Rosen, J. (2007) die Auswirkungen unterschiedlicher politischer EE-Rahmenbedingungen auf die Stromerzeugung. Durch eine Kopplung des Langfrist-Energiemarktmodells PERSEUS-RES-E mit dem heuristischen Simulationsmodell AEOLIUS werden einerseits die Entwicklung der EE-Stromerzeugung sowie der EE-Kapazitäten analysiert. Der Fokus der Arbeit von Rosen, J. (2007) liegt gegenüber dieser Arbeit in den Auswirkungen unterschiedlicher EE-Förderregime auf den konventionellen Strommarkt. So werden insbesondere Rückwirkungen auf die europäischen CO₂-Zertifikatspreise, den Stromerzeugungsmix sowie den Stromaustausch mit den Nachbarländern betrachtet. Die Szenarienanalysen erfolgen für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2020.

⁸ Ragwitz, M. et al. (2005).

⁹ Ragwitz, M. et al. (2007).

Das Simulationsmodell ADMIRE REBUS¹⁰ analysiert analog zu der im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Methodik den Ausbau der Erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung unterschiedlicher Förderregime. Dabei wird der technologische Fortschritt der EE-Technologien im Rahmen von unterschiedlichen Szenarien modellendogen berücksichtigt. Die darauf basierenden Analysen umfassen den Zeitraum bis 2020 und berücksichtigen die Länder der EU-25.

¹⁰ ECN (2010), Daniels, B.W./Uyterlinde, M.A. (2005).

2 ENTWICKLUNG UND HERAUSFORDERUNGEN DES EE-AUSBAUS IN EUROPA

In diesem Kapitel werden zunächst die Entwicklung der EE sowie bestehende Ausbauziele in der Europäischen Union (EU) dargestellt und erläutert. Im Anschluss daran werden bestehende Fördersysteme für Erneuerbare Energien in Europa für den Stromsektor aufgezeigt und die Möglichkeit einer Harmonisierung der jeweiligen Förderinstrumente erläutert. Abschließend erfolgt eine Darstellung der Herausforderungen für den Ausbau von EE. Die folgenden und weiteren Ausführungen abstrahieren auf die Stromerzeugung aus EE. Die EE im Wärme- und Verkehrssektor bleiben dabei unberücksichtigt.

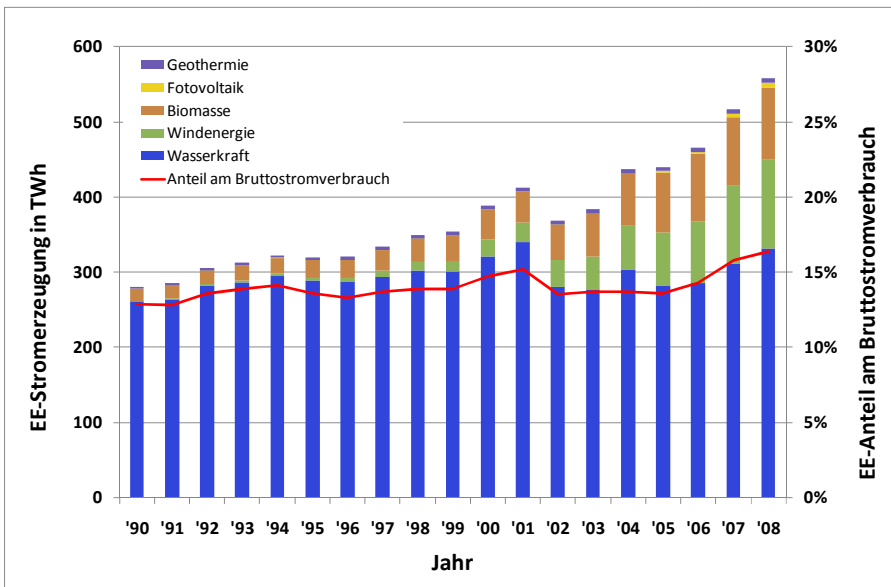
2.1 Entwicklung und Ziele der Erneuerbaren Energien

In den vergangenen Jahren ist in Europa die Stromerzeugung auf Basis von EE stark angestiegen. Zwischen 1990 und 2008 hat sich diese in der EU-27 nahezu verdoppelt. Wie in Abbildung 2-1 dargestellt ist, war die Wasserkraft in der Vergangenheit stets der bedeutendste Energieträger unter den EE. Im Jahr 2008 lag ihr Anteil an der EE-Stromerzeugung bei knapp 60%, wohingegen die Windenergie mit einem Anteil von 21% eine deutlich geringere Rolle spielte. Allerdings konnte diese in 2007 die Bioenergie als zweitstärkste EE-Technologie überholen. Letztere leistete im Gegensatz zur Windenergie bereits in den 90er Jahren des letzten Jahrhunderts einen nennenswerten Beitrag zur europäischen EE-Stromerzeugung, obwohl zu dieser Zeit noch keine flächendeckende Förderung der EE existierte. Der Beitrag der Bioenergie wurde daher im Wesentlichen von bereits wettbewerbsfähigen EE-Anlagen mit niedrigen oder sogar negativen Brennstoffkosten wie bspw. Altholz und Torf geleistet. Durch die flä-

chendeckende EE-Förderung profitierte dann auch die Bioenergie, die in 2008 mit einem Anteil von 17% an der EE-Stromerzeugung in der Bedeutung knapp hinter der Windenergie lag. Sonstige EE können bisher noch keinen bedeutenden Beitrag zur Stromerzeugung in Europa leisten. Die Stromerzeugung auf Basis Geothermie steigerte sich innerhalb des Betrachtungszeitraums lediglich von drei auf sechs TWh. Auch wenn die Fotovoltaik derzeit noch keine hohe Relevanz in der europäischen Stromerzeugung hat, so weist diese EE-Technologie die höchsten Wachstumsraten der vergangenen Jahre auf, so dass von einer zunehmenden Bedeutung ausgegangen werden kann.

Betrachtet man den in Abbildung 2-1 aufgezeigten Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (rote Linie), so zeigt sich ein Anstieg von lediglich 13% in 1990 auf 16% in 2008.

**ABBILDUNG 2-1: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUF BASIS
EE IN DER EU-27 ZWISCHEN 1990 UND 2008**



Quelle: Eigene Darstellung nach BMU (2009) und Observ'ER (2009).

Dieser vergleichsweise geringe Anstieg ist der Tatsache geschuldet, dass der Bruttostromverbrauch in den EU-Mitgliedsländern im Laufe der Betrachtungsperiode stark zugenommen hat.

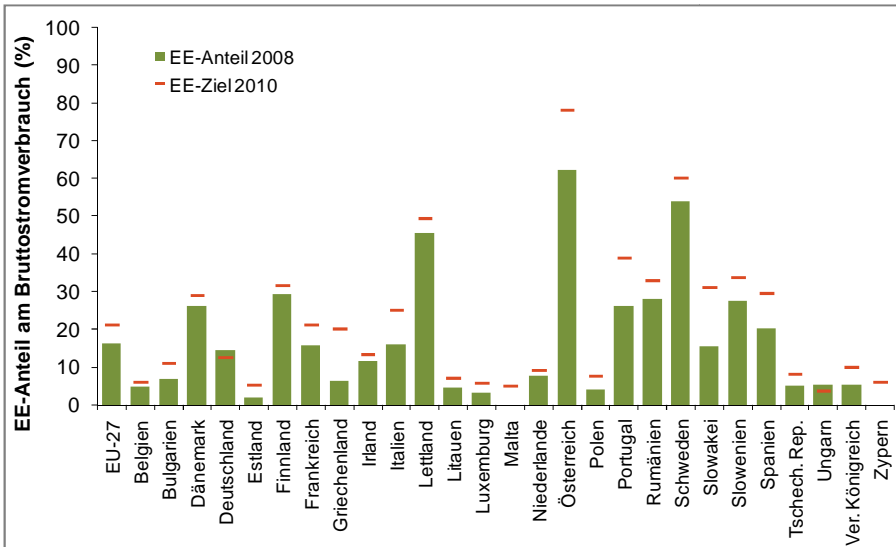
Die Zubauentwicklung der Erneuerbaren Energien beruhte in den vergangenen Jahren vor allem auf der flächendeckenden Förderung der EE-Technologien. Diese Förderung wurde in den einzelnen EU-Mitgliedsländern eingeführt, um die von der EU festgesetzten indikativen EE-Ziele bis 2010 zu erreichen. Im Rahmen der in 2001 in Kraft getretenen EU-Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen

im Elektrizitätsbinnenmarkt“¹¹ hat die Europäische Kommission für 2010 das Ziel eines Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 22,1% für die EU-15 angestrebt. Die einzelstaatlichen Richtziele der damaligen Beitrittsstaaten sind in den Beitrittsverträgen festgeschrieben. Zusammen genommen und gewichtet ergibt sich als Gesamtziel für die EU-27 ein Anteil von 21% an der gesamten Stromversorgung. Die einzelnen EU-Mitgliedstaaten haben sich im Rahmen der genannten EU-Richtlinie zu sehr unterschiedlichen nationalen Zielgrößen entsprechend ihres jeweiligen Potenzials verpflichtet.

So zeichnen sich bspw. Schweden und Österreich aufgrund ihres hohen Anteils großer Wasserkraft an der Stromerzeugung mit 60% und 78% durch einen hohen Zielwert aus, während bspw. Belgien und Ungarn mit 6% und 3,6% einen relativ niedrigen Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren Energien vorweisen müssen. Abbildung 2-2 zeigt, dass einige Länder noch deutlich von ihren Zielen entfernt sind, während wenige Länder bereits die Vorgaben erreicht bzw. übererfüllt haben. So hat in 2008 neben Deutschland bereits Ungarn das EE-Ausbauziel für 2010 erreicht.

ABBILDUNG 2-2: NATIONALE INDIKATIVE ZIELE ZUR STROMERZEUGUNG AUF BASIS EE IN 2010 UND EE-ANTEIL AM BRUTTOSTROM-VERBRAUCH IN 2008

¹¹ Europäische Kommission (2001).



Quelle: Eigene Darstellung nach Observ'ER (2009) und Europäische Kommission (2009b).

Wie Abbildung 2-2 zeigt, ist die EU-27 in 2008 noch rund 5 Prozentpunkte von ihrem Ziel in 2010 entfernt. Dies entspricht einer fehlenden EE-Stromerzeugung von rund 150 TWh. Während der Wirtschaftskrise in 2009 ist der Stromverbrauch in Europa auf 3.042 TWh gesunken. Aus diesem Grund und bedingt durch den weiteren EE-Zubau stieg der EE-Anteil an der gesamten EU-weiten Stromerzeugung in 2009 auf knapp 20%.¹²

Über das Jahr 2010 hinaus existieren bisher auf europäischer Ebene noch keine Ziele für die Stromerzeugung Erneuerbarer Energien. Im Jahre 2009

¹² Europäische Kommission (2010b).

hat sich die EU-27 im Rahmen der EU-Richtlinie 2009/28/EG¹³ lediglich auf Ziele geeinigt, welche sich auf den Endenergieverbrauch beziehen. Während die EE-Ausbauziele für 2010 noch indikativ sind, wurden die Ziele für 2020 verbindlich festgesetzt. Gemäß der Richtlinie 2009/28/EG, müssen diejenigen Mitgliedstaaten, die ihre Ziele allein mit inländischen Ressourcen nicht erreichen können, entweder Transfers von anderen Mitgliedstaaten oder von Ländern außerhalb der EU erwerben.

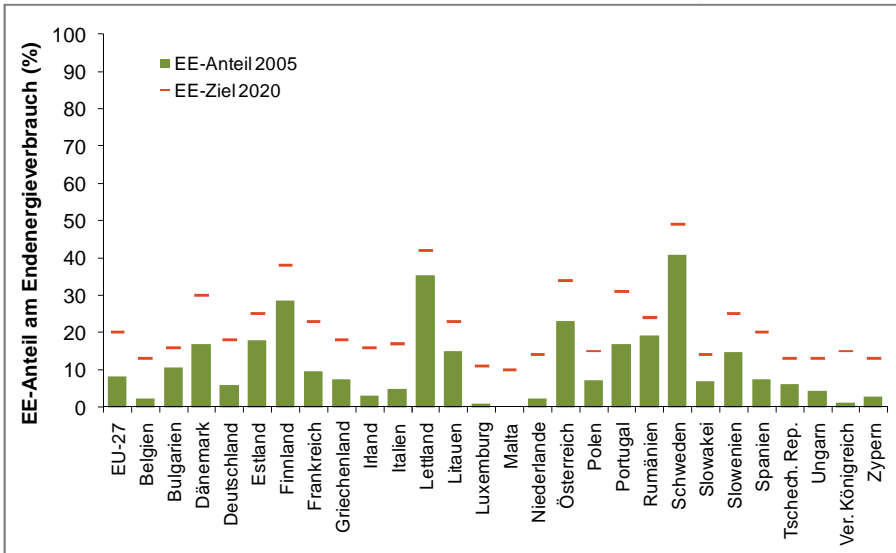
In Abbildung 2-3 sind die verbindlichen nationalen Ziele für 2020 sowie der Ausbaustand in 2005 dargestellt. Für die EU-27 wurde insgesamt ein Zielwert von 20% Anteil am Endenergieverbrauch in 2020 festgelegt. Im Jahre 2005 betrug der Anteil noch rund 8%. Es ist davon auszugehen, dass der Stromsektor für diese Zielerreichung einen maßgeblichen Anteil haben wird, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien in diesem Bereich meist kostengünstiger erfolgen kann. Die Europäische Kommission geht davon aus, dass zur Erreichung der im Rahmen der Richtlinie 2009/28/EG festgelegten Ausbauziele Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der Anteil der EE an der Stromversorgung EU-weit auf mindestens 30% ansteigen muss.¹⁴ Eine Aufteilung der festgelegten EE-Ziele am Endenergieverbrauch auf die Sektoren Wärme, Kälte und Verkehr erfolgt im Rahmen der einzelnen Aktionspläne, welche der Europäischen Kommission von den Mitgliedsländern der EU bis zum 30. Juni 2010 eingereicht werden mussten.¹⁵

¹³ Europäische Kommission (2009a).

¹⁴ Europäische Kommission (2010a).

¹⁵ Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit lagen noch nicht alle Nationalen Aktionspläne der einzelnen Mitgliedsländer der Europäischen Kommission vor. Daher konnten diese im Rahmen dieser Darstellung nicht berücksichtigt werden.

ABBILDUNG 2-3: NATIONALE ZIELE ALS ANTEIL AM ENDENERGIE-VERBRAUCH IN 2020



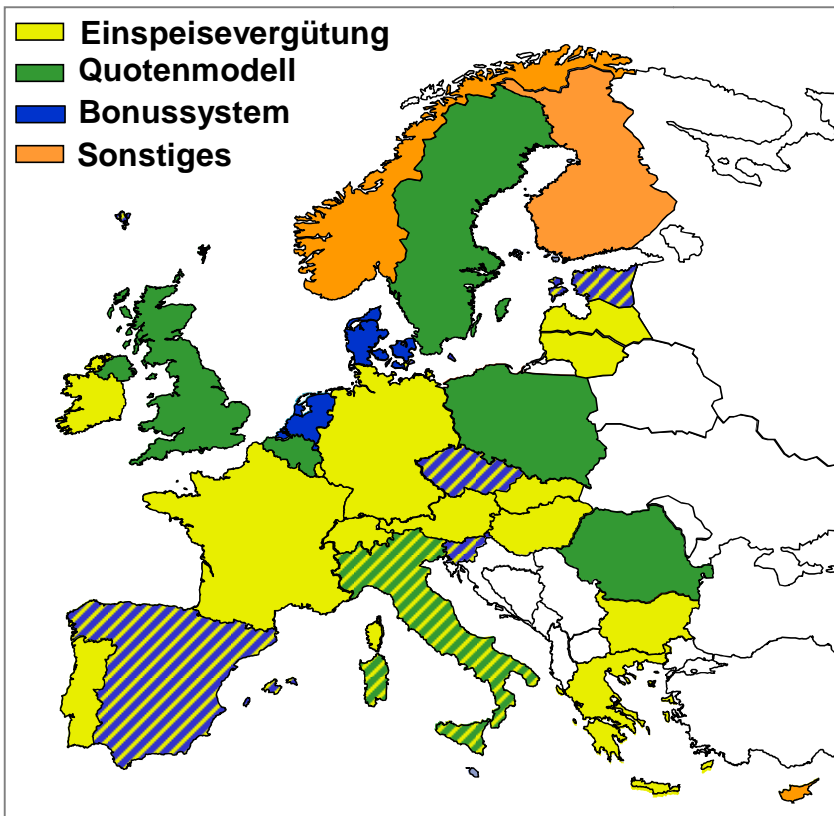
Quelle: Eigene Darstellung nach BMU (2009) und Europäische Kommission (2009a).

2.2 Bestehende Fördersysteme für Erneuerbare Energien

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt aufgezeigt wurde, hat sich die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien in den einzelnen Mitgliedsländern der EU sehr differenziert entwickelt. Neben unterschiedlichen EE-Potenzialen resultiert diese Entwicklung insbesondere aus der sehr heterogenen Förderpolitik innerhalb der europäischen Länder. Wie Abbildung 2-4 entnommen werden kann, haben die meisten europäischen Länder das Einspeisevergütungssystem implementiert. Einige Länder haben parallel mehrere Fördersysteme

installiert, wobei sich die EE-Betreiber meist optional für eines der angebotenen Instrumente entscheiden können.¹⁶

ABBILDUNG 2-4: ÜBERBLICK ÜBER DIE FÖRDERSYSTEME FÜR ER-NEUERBARE ENERGIEN IN EUROPA



¹⁶ Vgl. bspw. BMU (2010).

Quelle: Eigene Darstellung nach BMU (2010).

So besteht in Spanien, Estland, Slowenien und der Tschechischen Republik die Option zwischen einem Einspeisevergütungs- und einem Bonussystem. In Italien werden kleine EE-Anlagen auf Basis eines Einspeisevergütungssystems und alle anderen EE-Anlagen auf Basis eines Quotenmodells gefördert. Die Länder Zypern, Norwegen und Finnland fördern im Wesentlichen nicht auf Basis der genannten und diskutierten Förderinstrumente, sondern geben Investitionsanreize bspw. in Form von Investitionszuschüssen und Steuervergünstigungen. Norwegen und Schweden planen für das Jahr 2012 ein gemeinsames Quotenmodell mit einer einheitlichen Quote (Cluster-Quotenmodell).

Im Folgenden wird die grundsätzliche Funktionsweise der derzeit in den europäischen Ländern implementierten Fördersysteme des Einspeisevergütungssystems, Bonussystems und des Quotenmodells vorgestellt.¹⁷

2.2.1 Funktionsweise eines Einspeisevergütungssystems

Das Einspeisevergütungssystem gehört zu den preisgesteuerten Förderinstrumenten. Für den Betreiber einer EE-Anlage existiert lediglich eine Einnahmequelle in Form einer fixen Vergütung. Der Gesetzgeber legt diese Vergütungssätze fest und verpflichtet in der Regel die Stromnetzbetreiber dazu, den in ihr Netz eingespeisten EE-Strom abzunehmen und in Höhe der

¹⁷ Sonstige Fördermechanismen für Erneuerbare Energien wie bspw. steuerliche Anreize und Auktionen werden im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet, da sie in Europa derzeit keine bedeutende Rolle spielen. Für weiterführende Literatur insbesondere bzgl. Auktionsmechanismen siehe bspw. Finon, D./Menanteau, P. (2008), Butler, L./Neuhoff, K. (2004). Wyser, R. et al (2002).

festgesetzten Fördertarife zu vergüten.¹⁸ Die vom Netzbetreiber gezahlten Vergütungen wälzt dieser wiederum auf die Endkunden von Strom um. Somit zahlt der Endverbraucher die Förderung für jede bezogene Kilowattstunde Strom. Aufgrund der Abnahme- und Vergütungspflicht besteht für den Betreiber einer EE-Anlage ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Grundsätzlich sind zwei unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Festlegung der Vergütungssätze denkbar:

1. Festlegung eines technologieunspezifischen Vergütungssatzes: Für alle EE-Technologien wird unabhängig ihrer Stromgestehungskosten lediglich ein Vergütungssatz festgelegt, der für alle Technologien gleichermaßen gilt. Daraus resultiert, dass diejenigen EE-Technologien zugebaut werden, die im Vergleich zum Vergütungssatz niedrigere Stromgestehungskosten aufweisen.
2. Orientierung der Vergütungssätze an den technologiespezifischen Stromgestehungskosten: Die EE-Anlagen erhalten je nach EE-Technologie unterschiedliche Vergütungssätze. In diesem Fall würden bspw. EE-Technologien mit hohen Stromgestehungskosten vergleichsweise höhere Vergütungen erhalten als kostengünstigere Technologien. Eine solche Differenzierung wird meist damit begründet, dass man derzeit noch relativ teure EE-Technologien fördern möchte, von denen man sich zukünftig starke Kostendegressionen erhofft. Langfristig sollen sich diese zusätzlichen Förderkosten in Form von niedrigeren Stromgestehungskosten

¹⁸ Vgl. im Folgenden bspw. Cory, K. et al. (2009), Busch, P.-O. (2003), Klein, A. et al. (2008), Madlener, R. et al. (2008).

auszahlen. Die Diversifizierung der Vergütungssätze kann unterschiedlich stark erfolgen. So unterscheiden sich die Vergütungssätze bspw. im Rahmen des deutschen Einspeisevergütungssystems nicht nur zwischen EE-Technologien, sondern bspw. auch nach Anlagengröße, Standort und eingesetztem Brennstoff. Ziel dieser Differenzierung ist insbesondere die Begrenzung von Mitnahmeeffekten der EE-Anlagen.

In allen europäischen Ländern mit einem Einspeisevergütungssystem werden die Vergütungssätze technologieabhängig festgelegt. Weitere Differenzierungen der Vergütungssätze sind in den einzelnen Fördersystemen sehr unterschiedlich ausgestaltet.¹⁹

Die Vergütungen werden für eine bestimmte Anzahl an Jahren gewährt. Die nominale Höhe ändert sich im Laufe dieser Förderdauer in der Regel nicht. Allerdings erfolgt meist eine regelmäßige Anpassung der Vergütungssätze für Neuanlagen. Diese Anpassung soll den technologischen Fortschritt der EE-Anlagentechnologien berücksichtigen. Entweder wird der technologische Fortschritt im Fördergesetz in Form einer jährlichen Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen vorweggenommen, oder aber der Gesetzgeber passt jährlich das Fördergesetz und damit die Vergütungssätze für Neuanlagen an.

Da die EE-Betreiber im Einspeisevergütungssystem ihren Strom nicht eigenständig am Strommarkt veräußern, orientieren diese ihre Einspeisestruktur nicht am tatsächlichen Bedarf. Der jeweilige Bedarf an Stromerzeugung in einer bestimmten Stunde lässt sich am Strompreis auf dem Großhandelsmarkt ablesen. In Zeiten hoher Strompreise liegt der Be-

¹⁹ BMU (2010).

darf höher im Vergleich zu Zeiten niedriger Strompreise. Im Einspeisevergütungssystem versucht der EE-Betreiber seine Einspeisemenge zu maximieren und berücksichtigt dabei nicht die jeweiligen Strompreise. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zum Bonussystem oder Quotenmodell, die im Folgenden dargestellt werden.

2.2.2 Funktionsweise eines Bonussystems

Bei einem Bonussystem hat der EE-Betreiber im Unterschied zum Einspeisevergütungssystem zwei Einnahmequellen. Zum einen verkauft der EE-Betreiber seinen Strom auf dem Großhandelsmarkt und steht dort in Konkurrenz zu allen anderen Stromerzeugungstechnologien.²⁰ Er erhält dort den tatsächlichen Wert seines eingespeisten EE-Stroms. Dieser Wert ist aufgrund der unterschiedlichen Einspeisestruktur für alle EE-Anlagen unterschiedlich. So hat bspw. Fotovoltaik derzeit noch einen höheren Wert als Windenergie, da Fotovoltaik insbesondere zur Mittagszeit und somit in Zeiten vergleichsweise hoher Strompreise einspeist, während Windenergie u.a. auch nachts und somit in Zeiten relativ niedriger Strompreise einspeist. Der EE-Betreiber erhält somit beim Verkauf seines Stroms auf dem Großhandelsmarkt Erlöse, welche die tatsächliche Wertigkeit seines eingespeisten Stroms widerspiegeln. Im Unterschied zum Einspeisevergütungssystem hat der EE-Betreiber im Bonussystem einen Anreiz, möglichst bedarfsorientiert einzuspeisen und somit seine Erlöse auf dem Großhandelsmarkt zu maximieren.

Da die hierdurch erwirtschafteten Erlöse zur Deckung der Kosten der EE-Technologien nicht ausreichen, gewährt der Gesetzgeber den EE-Betreibern einen Bonus in Form einer fixierten Vergütung. Die Ausgestaltung der

²⁰ Vgl. im Folgenden bspw. Langniß, O. et al. (2007), Klein, A. et al. (2008).

Vergütungsregeln kann analog zur Vergütung im Einspeisevergütungssystem sehr unterschiedlich sein. Auch im Bonussystem sind ein einheitlicher, technologieunabhängiger Bonus oder aber differenzierte Boni denkbar. Analog zum Einspeisevergütungssystem ist auch im Bonussystem eine regelmäßige Anpassung der Boni sinnvoll, um den technologischen Fortschritt zu berücksichtigen. Im Unterschied zum Einspeisevergütungssystem müssen sich die Boni zusätzlich an den jeweiligen Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt orientieren. Wenn der Strompreis bspw. aufgrund von steigenden Brennstoffpreisen mittel- bis langfristig ansteigt, so kann die Höhe der Boni abgesenkt werden, ohne dass der EE-Betreiber Verluste macht. Umgekehrt sollten die Boni mittel- bis langfristig angehoben werden, wenn auf dem Großhandelsmarkt der Strompreis bspw. aufgrund von Überkapazitäten oder sehr niedrigen Brennstoffpreisen absinkt.

2.2.3 Funktionsweise eines Quotenmodells

Im Rahmen eines Quotenmodells wird die Erzeugung von Strom auf Basis Erneuerbarer Energien durch den Staat zertifiziert.²¹ Für jede erzeugte Megawattstunde regenerativen Stroms wird ein Zertifikat ausgestellt. Die Quotenverpflichteten (z.B. Stromhändler) sind dazu verpflichtet, einen bestimmten Mindestanteil an Strom (Quote) auf Basis erneuerbarer Energieträger innerhalb eines Jahres zu kaufen und am Ende des jeweiligen Jahres vorzuweisen. In Abbildung 2-5 ist die grundsätzliche Funktionsweise eines Quotenmodells dargestellt. Demnach erzielt ein akkreditierter, regenerativer Stromerzeuger auf zwei Märkten seine Erlöse:

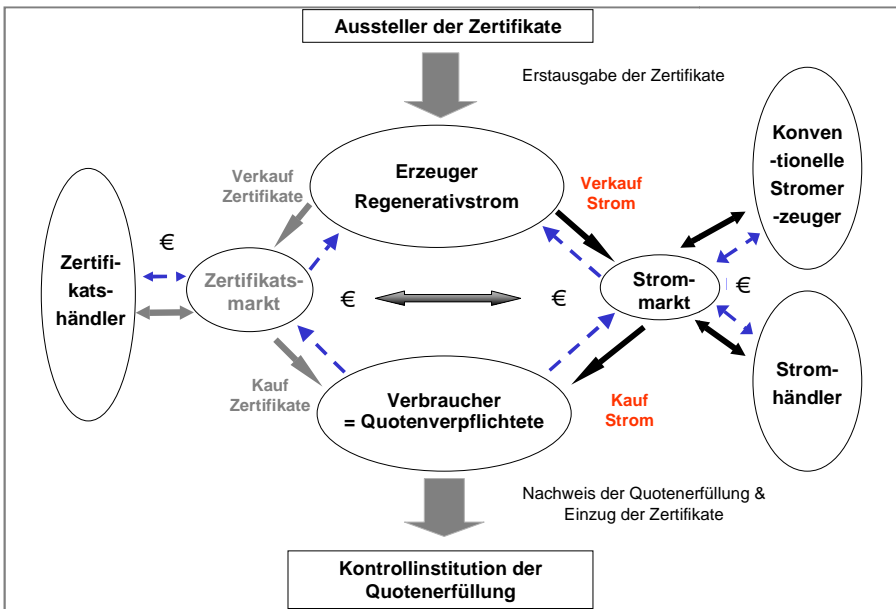
²¹ Vgl. im Folgenden bspw. Drillisch, J. (2001), Toke, D. (2005), Schaeffer, G.J. et al. (1999), Schaeffer, G.J. et al. (2000), Armundsen, E.S. et al. (2005), Nielsen, L./ Jeppesen, T. (2003).

1. Auf dem Strommarkt aus dem Verkauf von Megawattstunden in Konkurrenz zu allen anderen Stromerzeugern. Hier bestimmt sich der Erlös nach der elektrizitätswirtschaftlichen Wertigkeit der erzeugten Energie.
2. Auf dem Zertifikatsmarkt durch Verkauf der Zertifikate in Konkurrenz zu allen akkreditierten regenerativen Stromerzeugern an die Quotenverpflichteten.

Analog zum Bonussystem hat der EE-Betreiber aufgrund seiner Eigenvermarktung am Großhandelsmarkt auch im Quotenmodell einen Anreiz, möglichst bedarfsgerecht einzuspeisen und somit den Verkaufserlös seines EE-Stroms zu optimieren.

Bei Nichterfüllung der Quote besteht für die Händler die Möglichkeit, sich durch eine Strafzahlung für jedes nicht eingereichte Zertifikat aus der Verpflichtung freizukaufen. Der Strafprijs stellt somit die Höchstgrenze für den Zertifikatspreis dar.

ABBILDUNG 2-5: FUNKTIONSWEISE EINES QUOTENMODELLS



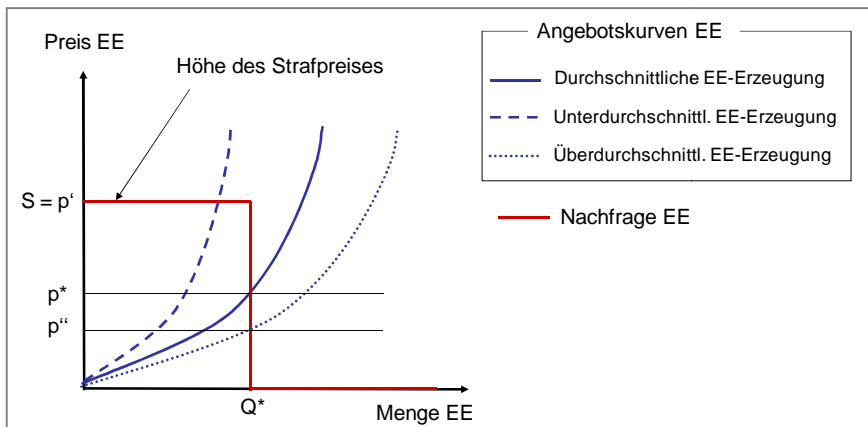
Quelle: Drillich (2001).

Das Quotenmodell ist im Gegensatz zum preisgesteuerten Einspeisevergütungssystem mengengesteuert. Die Zertifikatsmenge (Quotenverpflichtung) wird exogen festgesetzt und dementsprechend bildet sich durch den Wettbewerb innerhalb der EE-Technologien ein Zertifikatspreis gemäß einer sog. „merit order“, d.h. der regenerative Grenzanbieter mit den höchsten Erzeugungskosten ist preissetzend.²²

²² Die Grenzkosten ergeben sich je nach Anlage auf Basis kurz- bzw. langfristiger Aspekte. So ist für bereits bestehende Anlagen der Kapitalstock gegeben und die Anlagen bieten in Höhe ihrer variablen Kosten (bspw. Brennstoffkosten). Bei einer dynamischen Betrachtung des EE-Zubaus greift diese rein statische Sichtweise allerdings zu kurz. Für

In Abbildung 2-6 ist dargestellt, wie sich der Preis für die Grünstromzertifikate am Markt ergibt. Die blauen Graphen zeigen unterschiedliche Angebotskurven Erneuerbarer Energien entsprechend verschiedener klimatischer Verhältnisse (bspw. aufgrund fluktuierender, jährlicher Wind- und Wasserkrafteinspeisung). Bei einer durchschnittlichen EE-Erzeugung und einer exakten Quotenerfüllung in Höhe von Q^* wird sich der Zertifikatspreis p^* einstellen.

ABBILDUNG 2-6: BESTIMMUNG DES ZERTIFIKATSPREISES IN EINEM QUOTENMODELL



Quelle: Eigene Darstellung nach Nielsen, L./Jeppesen, T. (2003).

Bei einem standardisierten Quotenmodell zeigt sich das Problem einer unelastischen Nachfrage von Erneuerbaren Energien bei einer unter- bzw. überdurchschnittlichen EE-Erzeugung. Entwickelt sich über den Zeitraum

neu errichtete Anlagen sind die Kapitalkosten ebenfalls für eine Zubauentscheidung relevant, so dass für neue Anlagen langfristige Grenzkosten anzusetzen sind.

eines Jahres gesehen eine unterdurchschnittliche EE-Erzeugung (Quotenuntererfüllung) bspw. aufgrund einer wasser- oder windarmen Periode, so verschiebt sich die Angebotskurve nach links auf das Niveau des linken gestrichelten blauen Graphen. Der Zertifikatspreis p' orientiert sich folglich am Strafpreis s , welcher als Preisobergrenze einen unbegrenzten Anstieg des Zertifikatspreises verhindert. Umgekehrt verschiebt sich die Angebotskurve bei einem überdurchschnittlichen EE-Erzeugungsjahr (Quotenübererfüllung) nach rechts auf das Niveau des rechten gepunkteten blauen Graphen. Der Zertifikatspreis sinkt dann auf die Höhe der kurzfristigen Grenzkosten p'' abzüglich des Erlöses auf dem konventionellen Strommarkt.²³ Diese enormen Preisschwankungen führen letztendlich zu einer geringen Investitionssicherheit und wirken somit hemmend auf den Zubau von EE- Technologien.

Neben der Unsicherheit der Preisentwicklung auf dem Grünstromzertifikatsmarkt und dem Großhandelsmarkt für Strom existiert zusätzlich Unsicherheit bzgl. der erzeugten und eingespeisten Strommenge der jeweiligen EE-Anlage. Dies gilt insbesondere für dargebotsabhängige EE-Anlagen wie Windenergie, Wasserkraft und Fotovoltaik. Analog zu den Preisschwankungen führen auch solche Mengenschwankungen zu einer verminderten Investitionssicherheit.

Im Einspeisevergütungssystem und im Bonussystem existieren ebenfalls Unsicherheiten. Im Einspeisevergütungssystem beschränken sich diese jedoch im Wesentlichen auf das Mengenrisiko. Im Bonussystem besteht neben dem Mengenrisiko zusätzlich ein Risiko bzgl. der Erlöse auf dem

²³ Ist der Erlös auf dem konventionellen Strommarkt höher als die kurzfristigen Grenzkosten, so nimmt der Zertifikatspreis den Wert Null an.

Großhandelsmarkt. Somit sind im Quotenmodell vergleichsweise hohe Investitionsrisiken gegeben. Grundsätzlich erhöhen Investitionsrisiken die Risikoaufschläge bei der Finanzierung von EE-Anlagen und wirken kosten-treibend.

Diese Unsicherheiten können verringert werden, wenn sog. „Banking“ und „Borrowing“ von Zertifikaten erlaubt ist. Mit „Banking“ können Quotenverpflichtete bspw. in Jahren überdurchschnittlicher EE-Erzeugung Zertifikate zusätzlich zukaufen, um diese dann wiederum in Jahren mit unterdurchschnittlicher EE-Erzeugung zu veräußern. Analog können EE-Erzeuger überflüssige Zertifikate in Perioden mit großem Angebot (niedriger Zertifikatspreis) für Perioden mit hoher Nachfrage (hoher Zertifikatspreis) zurückhalten. Dies würde die unelastische Nachfragekurve des standardisierten Quotenmodells aufweichen und die Preisvolatilität der Zertifikate einschränken.

„Borrowing“ wirkt in ähnlicher Weise wie „Banking“. Quotenverpflichtete müssen ihre Quotenverpflichtung in einer bestimmten Periode nicht vollständig erfüllen, sondern können Zertifikate leihen. Diese müssen sie in einer späteren Periode zusätzlich einreichen.²⁴ Darüber hinaus kann durch die Einführung eines Mindestpreises für Zertifikate vermieden werden, dass der Zertifikatspreis bei Quotenübererfüllung ein Niveau nahe Null annimmt.²⁵

Analog zu den beiden vorherigen Förderinstrumenten kann auch die Ausgestaltung eines Quotenmodells unterschiedlich sein. So ist das britische

²⁴ Vgl. Drillisch, J. (2001).

²⁵ Ein Zertifikatspreis nahe Null könnte sich ergeben, wenn das Grenzkraftwerk bei Quotenübererfüllung sehr niedrige variable Kosten aufweist.

Quotensystem mit unterschiedlichen Wertigkeiten der Grünstromzertifikate versehen. Der Betreiber einer Fotovoltaikanlage erhält hierdurch bspw. für jede eingespeiste Megawattstunde Strom zwei Grünstromzertifikate, während der Betreiber einer Onshore-Windenergieanlage lediglich ein Zertifikat und der Betreiber einer Deponiegasanlage ein Viertel Zertifikat erhalten. Damit soll sich die Förderung verstärkt an den jeweiligen Stromgestehungskosten der einzelnen EE-Technologien orientieren.²⁶

Wesentlich für den Erfolg des Quotenmodells sind die langfristige Festlegung der Quotenziele durch den Gesetzgeber sowie deren langfristiger Anstieg. Lediglich wenn diese Ziele auf lange Sicht bekannt sind, ist den EE-Betreibern ausreichend Investitionssicherheit gegeben.

2.2.4 Optionen einer Harmonisierung von EE-Fördersystemen

Nachdem im vorherigen Abschnitt die derzeit bedeutendsten Fördersysteme für Erneuerbare Energien in Europa dargestellt wurden, werden im Rahmen dieses Abschnitts verschiedene Optionen einer Harmonisierung diskutiert. Es wird unter theoretischen Aspekten diskutiert, welche Systeme unter welcher Ausgestaltung hinsichtlich einer Harmonisierung zu einem kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien führen. Dabei werden nicht die jeweiligen Vor- und Nachteile der verschiedenen Fördersysteme diskutiert, da diese bereits ausführlich sowohl auf wissenschaftlicher als auch politischer Ebene diskutiert wurden.²⁷ Die

²⁶ OPSI (2009).

²⁷ Vgl. bspw. Lienert, M. / Wissen, R. (2006), Finon, D. / Menanteau, P. (2008), Butler, L. / Neuhoﬀ, K. (2004), Madlener, R. / Stagl, S. (2000), Fraunhofer ISI / EEG (2005), Rentz, O. et al. (2001), Häder, M. (2005). Die Bewertung der einzelnen Fördersysteme für

Analysen dieses Abschnitts dienen dazu, ein geeignetes EE-Förderinstrumentarium zur Quantifizierung der Kosten unterschiedlicher EE-Ausbaudynamiken in Kapitel 6 zu bestimmen.

Grundsätzlich kann ein bestimmtes EE-Ausbauziel durch verschiedene Fördersysteme erreicht werden. Unter der Annahme vollständiger Voraussicht bzgl. der Grenzkosten der Stromerzeugung auf Basis EE und auf dem wettbewerblichen Strommarkt würde sowohl ein Quotenmodell als auch ein Bonussystem zum gleichen Ergebnis führen. Der Bonus könnte dann so festgelegt werden, dass das gewünschte EE-Ausbauziel erreicht wird. Alternativ kann auch eine zu erfüllende Quote in Höhe des EE-Ausbauziels bestimmt werden, wobei der resultierende Grünstromzertifikatspreis exakt dem gewährten Bonus des Bonussystems entspricht. Beide Systeme würden somit zu einem kosteneffizienten EE-Ausbau führen.²⁸

Die Annahme vollständiger Information wirkt sich auf die Bewertung der Fördersysteme aus. In Abbildung 2-7 ist die Wirkungsweise von preis- und mengengesteuerten Förderinstrumenten auf die Kosteneffizienz unter Un-

Erneuerbare Energien fällt in der genannten Literatur unterschiedlich aus. Während bspw. Fraunhofer ISI / EEG (2005) insbesondere positive Aspekte preisgesteuerter Instrumente wie dem Festpreisvergütungssystem hervorheben, zeigen bspw. Lienert, M. / Wissen, R. (2006), Madlener, R. / Stagl, S. (2000), Rentz, O. et al. (2001) und Häder, M. (2005) die jeweiligen Vor- und Nachteile der einzelnen Instrumente auf. Zu den Vorteilen preisgesteuerter Instrumente gehört demnach insbesondere die vergleichsweise höhere Investitionssicherheit, die stimulierend auf den Zubau von EE-Anlagen wirkt. Demgegenüber weist ein Festpreisvergütungssystem gegenüber mengengesteuerten Instrumenten Nachteile bzgl. der Kosteneffizienz auf. Aufgrund der bestehenden Vor- und Nachteile der preis- und mengengesteuerten Förderinstrumente wird gefolgert, dass eine Implementierung der Systeme abhängig von den Zielen bzw. der zeitlichen Phase der Förderung erfolgen sollte.

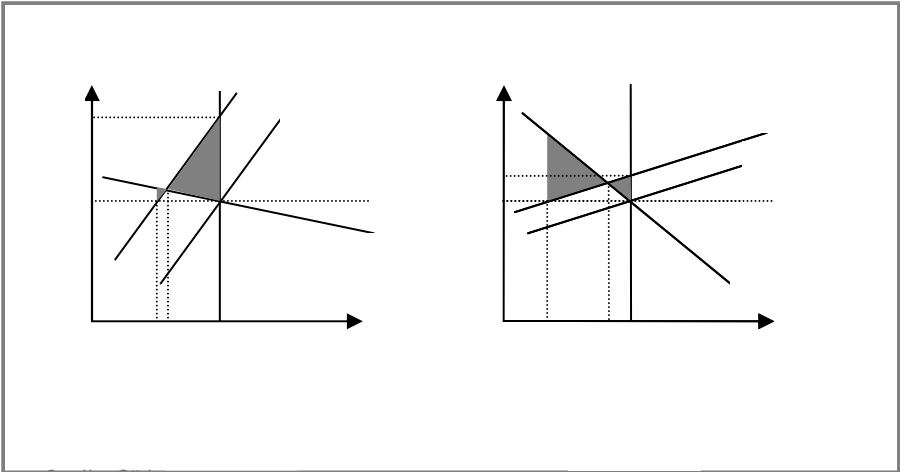
²⁸ Söderholm (2008).

sicherheit dargestellt. Eine effiziente Förderung stellt sich dann ein, wenn die EE-Förderung so hoch ist, dass der Grenzerlös der EE-Stromerzeugung genau den Grenzkosten der Erzeugung entspricht.²⁹

In Abbildung 2-7 sind die Grenzkosten der EE-Erzeugung und somit die Höhe des zur Zielerreichung erforderlichen Bonus nicht bekannt. Die erwartete Grenzkostenkurve liegt rechts neben der tatsächlich realisierten Grenzkostenkurve.

ABBILDUNG 2-7: ÖKONOMISCHE EFFIZIENZ VON MENGEN- UND PREISREGULIERTEN EE-FÖRDERSYSTEMEN UNTER UNSICHERHEIT

²⁹ Aus Vereinfachungsgründen werden in den Beispielen in Abbildung 2-7 die Rückwirkungen mit dem konventionellen Strommarkt ignoriert. In der Realität beeinflusst der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt sowohl die optimale Bonushöhe als auch den Grünstromzertifikatspreis. Wenn der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt steigt, verringert sich die optimale Höhe des Bonus sowie des Zertifikatspreises. Daher wird in der Abbildung sowohl bei den Grenzkosten als auch den Grenzerlösen der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt abgezogen.



Quelle: Söderholm (2008).

Es lassen sich nun zwei Fälle unterscheiden. In dem ersten Fall ist die Grenzerlöskurve relativ flach und die Grenzkostenkurve relativ steil (Abbildung 2-7a). In dem zweiten Fall ist umgekehrt die Grenzerlöskurve vergleichsweise steil und die Grenzkostenkurve vergleichsweise flach (Abbildung 2-7b). Entsprechend den grundlegenden theoretischen Überlegungen von Weitzmann³⁰ bzgl. der Auswirkungen von Preis- und Mengensteuerungen unter Unsicherheit bestimmt die Steigung dieser Kurven die Effizienz von preis- und mengengesteuerten Instrumenten. Dies kann anhand der Abbildungen veranschaulicht werden. In beiden Grafiken wird erwartet, dass die kosteneffiziente Menge an EE-Strom darstellt. Falls die tatsächlichen Grenzkosten der Erzeugung niedriger sind als die erwarteten Grenzkosten, dann ist die optimale Menge an EE-Strom mit

³⁰ Weitzmann, M.L. (1974).

niedriger. Falls ein Bonussystem implementiert wird, um die Menge zu erreichen, so wird der Bonus in Höhe von $\frac{1}{2} \Delta p$ gesetzt. Allerdings wird diese Bonushöhe lediglich zu einem EE-Ausbau auf $\frac{1}{2} \Delta p$ ausreichen. Die Differenz zwischen der realisierten Stromerzeugungsmenge und der optimalen Erzeugungsmenge entspricht dem Wohlfahrtsverlust (linke graue Dreiecksfläche in Abbildung 2-7a).

Wenn alternativ ein mengenreguliertes Quotenmodell mit der Quote Q eingeführt würde, so ergäbe sich ein Zertifikatspreis von $\frac{1}{2} \Delta p$, welcher im Vergleich zur Bonushöhe im Fall eines Bonussystems höher ist. Aufgrund der unerwartet höheren Grenzerzeugungskosten wird mit Q mehr EE-Strom erzeugt als mit Q optimal wäre. Dies führt zu einem Wohlfahrtsverlust in Höhe der rechten grauen Dreiecksfläche in Abbildung 2-7a. Das Beispiel zeigt, dass bei einer flachen Grenzerlöskurve und einer steilen Grenzkostenkurve unter Unsicherheit bzgl. der tatsächlichen Grenzkosten der Wohlfahrtsverlust von mengengesteuerten Instrumenten wie dem Quotenmodell höher ist als von preisgesteuerten Instrumenten wie dem Bonussystem. In Abbildung 2-7b ist der umgekehrte Fall mit einer steilen Grenzerlöskurve und einer flachen Grenzkostenkurve dargestellt. In diesem Fall verkehrt sich auch das Ergebnis ins Gegenteil. Hier resultiert ein höherer Wohlfahrtsverlust (graue Fläche) in einem preisbasierten Bonussystem im Vergleich zu einem mengenbasierten Quotenmodell.

Es konnte aufgezeigt werden, dass unter Unsicherheit die Effizienz eines Fördersystems von den Steigungen der Grenzerlöse und Grenzkosten abhängt.³¹ Eine Aussage über das aus Wohlfahrtssicht ideale Fördersystem

³¹ Unsicherheit bzgl. der Grenzerlöskurve führt ebenfalls zu Wohlfahrtsverlusten. Jedoch ist die Höhe des Wohlfahrtsverlustes unabhängig von mengen- oder preisbasierten Fördersystemen.

ist folglich nicht einfach möglich, da die tatsächlichen Grenzkosten der einzelnen EE-Technologien ex ante nicht bekannt sind und sich je nach technologischem Fortschritt auch sehr schnell verändern können.

Bei einer Harmonisierung sowohl des Bonussystems als auch des Quotenmodells würde unter der Annahme gleicher Strompreise auf dem Großhandelsmarkt in den einzelnen Ländern an den kostengünstigsten Standorten EE zugebaut. Unterstellt man jedoch, dass die Strompreise in den einzelnen Ländern divergieren, so erfolgt der EE-Ausbau bei einer Harmonisierung nicht zwangsläufig an den kostengünstigsten Standorten. Unter der Annahme identischer Stromgestehungskosten würde der Zubau in den Ländern mit den höchsten Strompreisen erfolgen, da dort die höchsten Margen erwirtschaftet werden können. Investoren sind bereit, zu höheren Gestehungskosten für EE-Strom zu investieren, solange diese Kostendifferenz niedriger als die Strompreisdifferenz in den jeweiligen Ländern ist. Dies gilt jedoch nur solange, wie Knappheiten im Übertragungsnetzbereich zwischen den Ländern bestehen.

Die dargestellten Zusammenhänge des Bonussystems gelten grundsätzlich auch für ein Festpreisvergütungssystem. Wie im Folgenden dargestellt wird, ist Letzteres dem Bonus- und Quotensystem hinsichtlich der Effizienz unterlegen. Bei einem harmonisierten Einspeisevergütungssystem erfolgen die Investitionen in EE-Anlagen im Gegensatz zum Bonus- und Quotenmodell vollständig unabhängig vom Strompreis auf dem Großhandelsmarkt. Allerdings führt diese Unabhängigkeit vom Strompreis bei einer fixen Einspeisevergütung dazu, dass der EE-Betreiber auch seine stündliche Einsatzentscheidung unabhängig vom Strompreis trifft. Somit hat er keinen Anreiz, möglichst bedarfsgerecht einzuspeisen. Durch eine bedarfsgerechte Einspeisung könnten jedoch die wettbewerblichen Strom- und Regelenergiemärkte

entlastet werden. So könnten bspw. Biomasseanlagen und Laufwasserkraftwerke mit der Möglichkeit des Schwellbetriebs ihre Einspeisung an dem jeweiligen Einspeisebedarf der Stunde orientieren und in Zeiten eines hohen Bedarfs verstärkt und in Zeiten eines geringen Bedarfs vermindert einspeisen. Der stündliche Bedarf wird durch den stündlichen Strompreis auf dem Großhandelsmarkt abgebildet, welcher durch die Erzeugungskosten des teuersten noch benötigten konventionellen Kraftwerks (Grenzkraftwerk) bestimmt wird. In Zeiten eines hohen Bedarfs setzen in der Regel Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten wie bspw. Gasturbinen den Preis. Hingegen sind in Zeiten eines geringen Einspeisebedarfs Kraftwerke mit relativ geringen Erzeugungskosten wie Kernenergie- oder Braunkohlekraftwerke preissetzend. Wenn die EE-Betreiber ihren erzeugten Strom eigenständig am Markt veräußern müssen, haben sie somit einen Anreiz, ihre Einspeisung am Strompreis zu orientieren und können somit einen eigenen Anteil zur Integration der Erneuerbaren Energien in den wettbewerblichen Strommarkt leisten.³² Da dieser Anreiz bei einem Einspeisevergütungssystem nicht besteht, sind ihm Förderungssysteme, in denen der EE-Betreiber eigenständig seinen Strom vertreiben muss, diesbezüglich überlegen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass verschiedene Optionen für eine Harmonisierung bestehen. So sind unter der Annahme vollständiger Information preisgesteuerte Förderinstrumente wie das Bonusmodell und mengengesteuerte Förderinstrumente wie das Quotenmodell gleichwertig

³² r2b energy consulting / Consentec (2010) haben den Nutzen durch eine möglichst bedarfsgerechte Einspeisung der Erneuerbaren Energien am Beispiel Deutschlands quantifiziert. Demnach sind im konventionellen Strommarkt in Deutschland deutliche Kosteneinsparungen zu erwarten.

und führen zu den gleichen Ergebnissen. Durch die realitätsnahe Annahme unvollständiger Information ist die Bewertung preis- und mengengesteuerter Instrumente abhängig von der Steigung der Grenzkostenkurve. Da diese in der Realität jedoch nicht ausreichend bekannt ist, kann hier keine grundsätzliche Bewertung vorgenommen werden.³³ Ein Einspeisevergütungssystem hat gegenüber dem Bonus- und Quotenmodell den Nachteil, dass die EE-Betreiber keinen Anreiz für eine bedarfsgerechte Einspeisung haben. Um einen kosteneffizienten EE-Zubau zu generieren, sollte technologie- und standortunabhängig gefördert werden.

2.3 Herausforderungen des EE-Ausbaus

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten bereits die einzelnen Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in den jeweiligen europäischen Ländern sowie die dadurch beeinflusste Entwicklung der EE-Erzeugung dargestellt wurden, dient dieser Abschnitt dazu, die mit einer politisch erwünschten zunehmenden EE-Erzeugung verbundenen Herausforderungen aufzuzeigen. Der Zubau Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung wirkt sich sehr vielfältig auf ökologische, technische, wirtschaftliche, politische und soziale Bereiche aus, die bei einer Förderung berücksichtigt werden müssen.

³³ Im Rahmen der Datenerhebung in Kapitel 4 und der modellgestützten Analyse in Kapitel 0 wird davon ausgegangen, dass die zukünftige Kostenentwicklung und damit auch die Entwicklung der Grenzkosten der Erneuerbaren Energien bekannt sind. Diese Annahme wird getroffen, um die Komplexität der modellgestützten Analyse zu begrenzen. Eine Berücksichtigung von Unsicherheit bzgl. der Entwicklung der Kosten für EE-Anlagen würde die Komplexität des Modells deutlich erhöhen und eine adequate Analyse der Fragestellung aufgrund von Restriktionen der IT-Kapazitäten erschweren.

So stellt sich zunächst die Frage, ob Erneuerbare Energien gefördert werden sollen. Als Begründung für die Förderung wird bspw. in der aktuellen EU-Richtlinie 2009/28/EG³⁴ zur Förderung der Erneuerbaren Energien der Aspekt des Klimaschutzes durch CO₂-freie Stromerzeugung vorgebracht. Sofern jedoch gleichzeitig ein funktionsfähiges CO₂-Zertifikatesystems existiert, können CO₂-Emissionen im Rahmen dieses CO₂-Zertifikatesystems ggf. kostengünstiger eingespart werden. Ein System, das emissionsarme oder emissionsfreie Stromerzeugung fördert, verzerrt den Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Optionen zur Vermeidung von CO₂-Emissionen und erhöht die Kosten für den Klimaschutz.³⁵ Daher ist aus Gründen der CO₂-Einsparungen die Förderung der Erneuerbaren Energien – zumindest aus statischer Perspektive – ökonomisch und ökologisch nicht effizient. Dies bedeutet nicht, dass Erneuerbare Energien generell keinen Beitrag zur Emissionsminderung leisten können. Vielmehr würden sich diejenigen EE-Technologien auch ohne Förderung durchsetzen, welche im Vergleich zu anderen günstigen CO₂-Vermeidungsoptionen bei einer Internalisierung der externen Kosten durch CO₂-Emissionen im Rahmen des Emissionshandelssystems wettbewerbsfähig sind.

Neben dem genannten EE-Förderziel der CO₂-Vermeidung werden im politischen Raum weitere Ziele vorgegeben. So benennt die EU-Richtlinie 2009/28/EG³⁶ zusätzlich die Ziele der Stärkung der Energieversorgungssicherheit, der Förderung der technologischen Entwicklung und Innovation sowie der Schaffung von Beschäftigung und Möglichkeiten der regionalen

³⁴ Europäische Kommission (2009a).

³⁵ BMWA (2004).

³⁶ Europäische Kommission (2009a).

Entwicklung. Die Herausforderung ist es, auf Basis dieser Ziele einen gewünschten Entwicklungspfad für die Erneuerbaren Energien festzulegen und anschließend die Förderung dementsprechend auszurichten.

Sobald die politische Entscheidung für eine Förderung der Erneuerbaren Energien getroffen wurde, stellt sich die Frage, wie das anvisierte EE-Ziel unter Berücksichtigung technischer Realisierbarkeit und gesellschaftlicher Akzeptanz ökonomisch effizient erreicht werden kann. Die technischen und ökonomischen Herausforderungen einer Integration der zunehmenden EE-Einspeisung in das Elektrizitätsversorgungssystem sind vielfältig. Die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird voraussichtlich auch zukünftig zu einem wesentlichen Teil aus Technologien realisiert werden, deren Stromerzeugung von meteorologischen und klimatischen Faktoren, wie den Windbedingungen, der Sonneneinstrahlung bzw. der Bewölkung und der Wasserführung der Flüsse determiniert wird. Dies führt bspw. zu folgenden Herausforderungen für das Stromversorgungssystem, die durch einen Ausbau von EE verstärkt werden³⁷:

- Zur Deckung der saisonalen Höchstlast müssen, auch unter Berücksichtigung von unerwarteten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerkskapazitäten sowie einer geringen Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien aufgrund von Dargebotsabhängigkeiten (z. B. bei der Windenergie, Fotovoltaik und Laufwassererzeugung), ausreichende Erzeugungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Dieses gilt insbesondere aufgrund der geringen kurzfristigen Preiselastizität auf der Nachfrageseite.

³⁷ Vgl. im Folgenden bspw. DEWI/E.ON Netz/EWI/RWE TSO Strom/VET (2005), Consentec / r2b energy consulting (2010).

- Für Prognosefehler der Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungseinheiten müssen Flexibilitäten auf der Erzeugungsseite und/oder auf Seiten der Verbraucher vorgehalten werden, die ungeplante Ungleichgewichte zwischen Einspeisungen ins und Entnahmen aus dem Netz umgehend beseitigen können.
- Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an eine veränderte residuale Last³⁸: Die zunehmende Einspeisung von dargebotsabhängigen EE-Anlagen beeinflusst die Einsatzweise der konventionellen Kraftwerke. So kann bspw. der Fall eintreten, dass die Erneuerbaren Energien in einzelnen Stunden des Jahres bereits die gesamte Last decken oder sogar übersteigen können, so dass in dieser Zeit keine weiteren konventionellen Kraftwerke mehr Strom erzeugen müssen. Mit zunehmender EE-Einspeisung verstärkt sich dieser Effekt und die Eintrittshäufigkeit dafür steigt. Als Konsequenz wird die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Grundlast reduziert, obwohl EE-Anlagen auf Basis volatiler Einspeisung selbst nicht grundlastfähig sind.³⁹ Die Reduktion der Leistung in der Grundlast geht zugleich mit einer Erhöhung der konventionellen Leistung in der Spitzenlast einher, da aufgrund des niedrigen Leistungskredits von dargebotsabhängigen EE-

³⁸ Unter residualer Last versteht man den Stromverbrauch (Verbrauch der Endkunden zzgl. Netzverluste abzgl. Pumpstromverbrauch) abzgl. exogener Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, wärmegeführten KWK-Anlagen und sonstiger exogener Erzeugung (z.B. Müll, Gichtgas, Kokereigas).

³⁹ Dargebotsabhängige EE-Anlagen können keine Grundlast bereitstellen, da sie über keinen ausreichenden Leistungskredit verfügen. Für weitere Erläuterungen vgl. DEWI/E.ON Netz/EWI/RWE TSO Strom/VET (2005) und Consentec / r2b energy consulting (2010).

Technologien ausreichend Backup-Kapazitäten zur Verfügung stehen müssen.

- Ein sicherer Systembetrieb elektrischer Netze erfordert ein stetes Gleichgewicht zwischen Netzlast und Netzeinspeisung. Im Netzbetrieb kommt es jedoch aufgrund verschiedenster Ursachen immer wieder zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Störungen dieses Gleichgewichts, die durch eine vom Netzbetreiber vorzuhaltende Reserve (Regelleistung und -energie) ausgeglichen werden müssen. Unter den EE tragen insbesondere dargebotsabhängige Windenergie- und Fotovoltaikanlagen zu diesen Bilanzungleichgewichten bei, da ihre Erzeugungsleistung nur mit begrenzter Genauigkeit prognostiziert werden kann. Eine Zunahme dargebotsabhängiger EE-Einspeisung erhöht den Bedarf an Regelleistungsvorhaltung.
- Eine Zunahme der EE beeinflusst neben dem Stromerzeugungssystem auch die Stromnetze. So ergibt sich durch den EE-Ausbau für das Übertragungsnetz in der Regel die Herausforderung, dass sich die geografische Verteilung der Stromerzeugung deutlich verschiebt, während die Lastzentren dieselben bleiben. Entscheidend sind in diesem Zusammenhang die dargebotsabhängigen EE-Technologien, vor allem Windenergie und Fotovoltaik. Auch für die Verteilungsnetze ergeben sich Herausforderungen durch die zunehmende dezentrale Einspeisung bspw. von Fotovoltaikanlagen. Die Stromnetze müssen sich der EE-Einspeisung in geeigneter Weise anpassen, um Netzengpasssituationen zu vermeiden.

Die genannten Herausforderungen bestehen zum einen in der technischen Realisierbarkeit. Zum anderen sind Lösungsansätze zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung mit zusätzlichen Kosten im System ver-

bunden. So führen bspw. ein notwendiger Netzausbau, sinkende Auslastungen konventioneller Kraftwerke und vermehrter Regelleistungsbedarf zu höheren Systemkosten. Nicht zu vernachlässigen sind neben diesen Kosten auch die Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien selbst. Da ein Großteil der EE noch nicht wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Energieträgern ist, ergibt sich für einen weiteren EE-Ausbau die Notwendigkeit einer finanziellen Unterstützung. Dabei ist zu beachten, dass die Förderung der EE einer Regulierung dieses Marktes gleichkommt. Durch einen zunehmenden Anteil der geförderten EE an der gesamten Stromerzeugung nimmt auch der Anteil des regulierten Marktes zu und somit der Anteil des nicht regulierten Marktes ab. Eine solche Förderung sollte möglichst kosteneffizient ausgestaltet sein und gleichzeitig auch die genannten systemischen Herausforderungen berücksichtigen.

So sollte ein Förderinstrument bspw. Anreize setzen, dass EE-Technologien selbst einen Beitrag zur Systemintegration leisten können. Wie bereits in Abschnitt 2.2 erläutert, haben EE-Anlagen im Rahmen eines Bonus- und Quotenmodells den Anreiz, möglichst bedarfsgerecht einzuspeisen, was im Einspeisevergütungssystem nicht gegeben ist.

Ein weiterer wichtiger Aspekt besteht in der gesellschaftlichen Akzeptanz des EE-Ausbaus. Zum einen sollte das finanzielle Volumen der Förderung insgesamt dem Nutzen unter Berücksichtigung dynamischer Aspekte angemessen sein. Zu hohe finanzielle Belastungen der Gesellschaft können ggf. die Akzeptanz für einen weiteren EE-Ausbau und die dafür notwendige Förderung in der Bevölkerung vermindern. Zudem kann sich die gesellschaftliche Akzeptanz dadurch vermindern, dass bspw. durch lokal bzw. regional sehr intensiven Zubau bspw. von Windenergieanlagen das Landschaftsbild stark beeinträchtigt wird.

Im Hinblick auf die im Rahmen dieser Arbeit zu analysierende Fragestellung existieren zwei weitere Herausforderungen, die bei einer Förderung mit berücksichtigt werden sollten. Zum einen stellt sich die Frage nach der optimalen Geschwindigkeit bzw. der optimalen Dynamik eines EE-Ausbaus. Wenn bspw. ein EE-Ziel für einen bestimmten Zeitpunkt politisch festgelegt wird, so kann die Förderung derart ausgestaltet sein, dass z.B. zu Beginn sehr stark gefördert und damit ein schneller EE-Zubau generiert wird. Durch einen raschen und starken EE-Ausbau können durch Lerneffekte ggf. frühzeitiger Kostensenkungspotenziale bei diesen Technologien erschlossen werden im Gegensatz zu einem möglichst späten EE-Zubau.

Um den EE-Ausbau effizient zu gestalten, ist eine Vereinheitlichung der einzelnen Förderpolitiken sinnvoll. Durch eine solche Harmonisierung unterschiedlicher Förderinstrumentarien kann sichergestellt werden, dass auch die kostengünstigsten Standorte und EE-Technologien zugebaut werden. In der Realität hat sich gezeigt, dass die Umsetzung einer solchen Harmonisierung der Förderpolitiken im Rahmen des politischen Prozesses sehr schwierig durchzusetzen ist, da sehr heterogene Interessen bei den beteiligten Akteuren bestehen. Während bspw. die Europäische Kommission⁴⁰ bereits in den 90er Jahren des letzten Jahrhunderts eine Harmonisierung der europäischen EE-Förderung angestrebt hat, wurde dies von den einzelnen Mitgliedstaaten unter Verweis auf das bestehende Subsidiaritätsprinzip abgelehnt. Wie bereits in Abschnitt 2.2 gezeigt wurde, existieren derzeit noch immer eine Vielzahl unterschiedlicher Förderstrategien innerhalb Europas.

⁴⁰ Europäische Kommission (1998).

In wieweit Artikel 194 des sogenannten „Lissabon-Vertrags“⁴¹, welcher am 1. Dezember 2009 in Kraft getreten ist, den Ausbau der Erneuerbaren Energien innerhalb Europas bzw. die oben aufgezeigten Herausforderungen eines zunehmenden EE-Ausbaus beeinflussen wird bleibt abzuwarten. Im Rahmen dieses Vertrages erhalten energiepolitische Maßnahmen erstmals eine eigene rechtliche Grundlage und werden nicht wie bis zu diesem Zeitpunkt auf Regelungen zum Binnenmarkt und zum Umweltschutz gestützt. Als Ziele der europäischen Energiepolitik werden im Vertrag ein funktionierender Energiemarkt, Versorgungssicherheit, Förderung von Einsparungen, Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien sowie der Interkonnektion der Energienetze genannt.

⁴¹ Europäische Union (2007).

3 ANALYSE EFFIZIENTER EE-FÖRDERSTRATEGIEN

In diesem Kapitel werden die theoretischen Grundlagen zur Beantwortung der Fragestellung dieser Arbeit erarbeitet. Die im Rahmen dieser Arbeit definierte Fragestellung umfasst die Quantifizierung der Wirkungen unterschiedlicher Ausbaudynamiken für Erneuerbare Energien hinsichtlich der Kosten des EE-Ausbaus. Um die unterschiedlichen Ausbaudynamiken analysieren zu können, sind zunächst geeignete Szenarien zu definieren. In einem ersten Szenario wird unterstellt, dass es ein langfristiges politisches Ausbauziel für Erneuerbare Energien geben wird. In einem zweiten Szenario werden ambitionierte Zwischenziele gesetzt, während das langfristige EE-Ausbauziel identisch zum ersten Szenario bleibt. In beiden Szenarien wird zudem ein kostenoptimaler EE-Zubau unterstellt, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

Im Rahmen dieses Kapitels wird zunächst dargestellt, warum eine heterogene Förderpolitik, wie sie im vorangegangenen Kapitel aufgezeigt wurde, innerhalb Europas zu Ineffizienzen führt und welche Effekte eine Harmonisierung der Förderinstrumente bewirken kann. Auf Basis dieser Überlegungen wird in den folgenden Kapiteln das für die Quantifizierung der Kosteneffekte unterschiedlicher EE-Ausbaudynamiken erforderliche Modellinstrumentarium entwickelt.

Anschließend erfolgen die Definition und die Erläuterung der genannten Szenarien. Zudem wird qualitativ aufgezeigt, welche grundsätzlichen Kosteneffekte in den unterschiedlichen Szenarien zu erwarten sind.

3.1 Aspekte einer Harmonisierung bestehender Fördersysteme

Die Diskussion bzgl. einer Koordinierung bzw. Harmonisierung der einzelnen Förderinstrumente in den Mitgliedsländern der EU besteht bereits seit dem ersten Richtlinienentwurf⁴² zur EE-Förderung der Europäischen Kommission aus dem Jahre 1998. Dort wurde eine rasche europäische Harmonisierung der EE-Förderpolitiken vorgeschlagen. Allerdings wurde dieser Richtlinienentwurf mit der Begründung verworfen, dass für die Förderung der Erneuerbaren Energien das Subsidiaritätsprinzip gelten sollte. Mit der im Jahre 2001 verabschiedeten Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“⁴³ akzeptierte die Europäische Kommission schließlich die Forderung nach einem Vorrang des Subsidiaritätsprinzips bzgl. der Fördersysteme für Erneuerbare Energien. In Anbetracht der damaligen begrenzten Erfahrungen mit den einzelstaatlichen Fördersystemen und des niedrigen Anteils geförderten Stroms auf Basis Erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung wäre eine Festlegung auf ein gemeinschaftliches Fördersystem laut Richtlinie noch zu früh gewesen. Nachdem sowohl auf politischer als auch auf wissenschaftlicher Ebene eine kontroverse Diskussion über die Vor- und Nachteile einer europäischen Harmonisierung stattgefunden hat⁴⁴, wurden im Rahmen der Richtlinie 2009/28/EG⁴⁵ folgende Mechanismen auf Ebene der Mitgliedsstaaten zugelassen:

⁴² Europäische Kommission (1998).

⁴³ Europäische Kommission (2001).

⁴⁴ Vgl. bspw. EWI (2010), EWI (2006), Jansen, J.C./ Uyterlinde, M.A. (2004), del Rio, P. (2005), Bräuer, W. et al. (2000), Pflüger, A. et al. (2005), Holzer, V.L. (2006), Ragwitz, M. et al. (2007).

- Gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedsstaaten
- Gemeinsame Fördersysteme zwischen Mitgliedsstaaten
- Statistische Transfers von erneuerbaren Erzeugungsmengen zwischen Mitgliedsstaaten

Insgesamt beeinflussen die Mechanismen nicht die Zubauentscheidung der einzelnen EE-Betreiber. Für eine sinnvolle Harmonisierung mit einem möglichst kosteneffizienten Zubau ist dies jedoch eine notwendige Voraussetzung.

Im Folgenden wird zunächst die Ineffizienz einer heterogenen Förderpolitik innerhalb Europas anhand von Beispielen aufgezeigt. Daran anschließend werden verschiedene Optionen einer Harmonisierung der Fördersysteme dargestellt und diskutiert.

3.1.1 Beispiele für Ineffizienzen einer heterogenen EE-Förderpolitik

Die europäischen Länder zeichnen sich durch verschieden große Potenziale für die einzelnen EE-Technologien aus. Diese Potenziale unterscheiden sich bspw. durch verschiedene meteorologische oder geologische Gegebenheiten insbesondere hinsichtlich der Stromgestehungskosten der EE. In Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 sind beispielhaft die geschätzten Stromgestehungskosten für EE-Neuanlagen (Wind Onshore und Fotovoltaik) innerhalb Europas sowie die installierte Leistung dieser Technologien Ende des Jahres 2009 dargestellt.

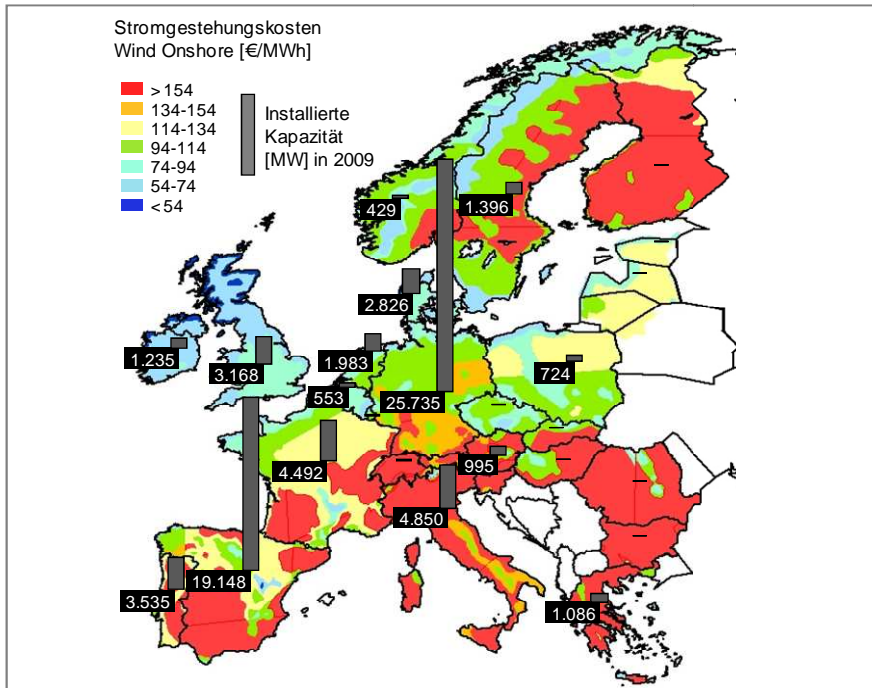
Die Stromgestehungskosten für Fotovoltaik wurden unter Berücksichtigung von technischen und meteorologischen Parametern (Globalstrahlung, Temperatur, Wirkungsgrad) sowie ökonomischen

⁴⁵ Europäische Kommission (2009a).

Annahmen (spezifische Investitionskosten, Betriebskosten, Zins, Lebensdauer) ausgewertet. Analog dazu wurden die Stromgestehungskosten für Wind Onshore berechnet. Als technische und meteorologische Inputgrößen dienten Leistungskennlinien von marktüblichen Windkraftanlagen, Weibullverteilungen (als Wind-Charakteristikum des Standorts) und ökonomische Größen (spezifische Investitionskosten, Betriebskosten, Lebensdauer, Zins).

Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 zeigen zum einen erhebliche Kostenunterschiede der Nutzung dargebotsabhängiger EE-Stromerzeugung. So liegen bspw. die Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen in Großbritannien, Irland, an der Nord- und Ostsee sowie der französischen Atlantikküste deutlich niedriger als in Südosteuropa und den Alpenregionen (vgl. Abbildung 3-1).

ABBILDUNG 3-1: REGIONALE UNTERSCHIEDE DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON ONSHORE WINDENERGIE IN EUROPA



Quelle: Eigene Darstellung nach EWI (2010).

Betrachtet man die installierte Leistung von Onshore-Windenergieanlagen, so fällt hingegen auf, dass die Regionen mit den kostengünstigsten Potenzialen nicht unbedingt diejenigen mit dem höchsten Windenergieanlagen- ausbau sind. So betrug die installierte Leistung in Deutschland und Spanien im Jahr 2009 mehr als 60% der gesamten installierten Leistung in der EU-27 zzgl. Norwegen und Schweiz. Aufgrund des begrenzten Potenzials an guten Windstandorten, werden in diesen Ländern zunehmend Standorte mit geringerer Windgeschwindigkeit zugebaut. Der Anteil von Großbritannien und Irland an der gesamten europäischen Windenergieanlagen-

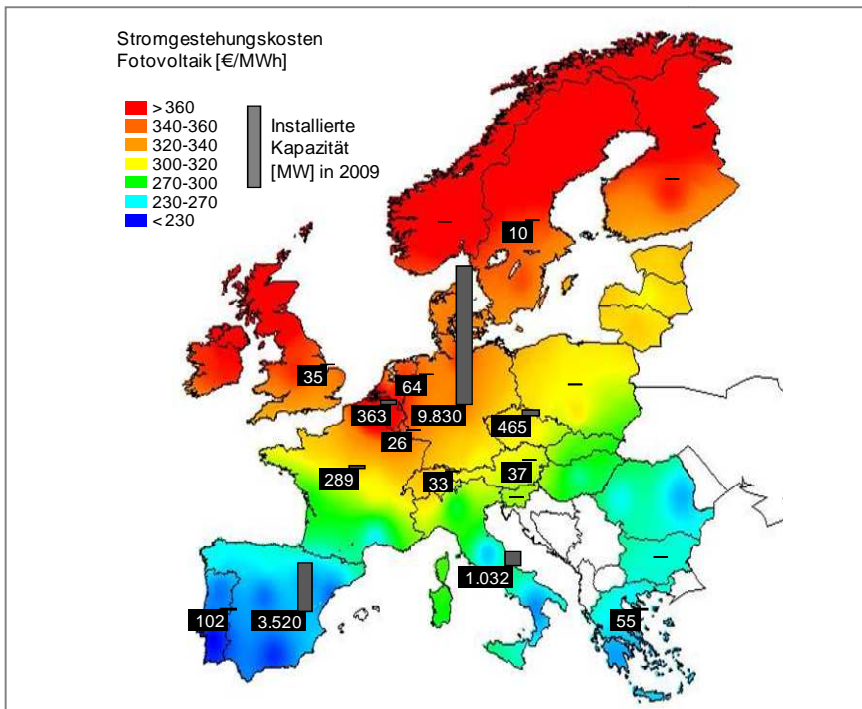
leistung beträgt zusammen lediglich 6%, obwohl diese Länder über deutlich größere Potenziale ökonomisch attraktiver Windstandorte verfügen.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Betrachtung der regionalen Differenzierung der Stromgestehungskosten von Fotovoltaikanlagen in Abbildung 3-2. Aufgrund der unterschiedlichen regionalen Verteilung der Globalstrahlung liegen die Stromgestehungskosten in Südeuropa deutlich niedriger im Vergleich zu Mittel- und Nordeuropa. Betrachtet man die Verteilung der installierten Fotovoltaikkapazitäten innerhalb der europäischen Länder, so zeigt sich, dass mehr als 60% der europaweit installierten Kapazitäten in Deutschland installiert sind.

Insgesamt zeigen die beiden Beispiele die Ineffizienz heterogener Förderpolitiken auf. Während in einigen Ländern aufgrund mangelnder Potenziale kostengünstiger Standorte bereits Standorte mit vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten genutzt werden, bleiben Standorte mit sehr niedrigen Stromgestehungskosten ungenutzt. Zurückzuführen ist dies neben administrativen und gesellschaftlichen Hemmnissen insbesondere auf die Art und Höhe der gewährten Förderung. Jedes Land hat dabei unterschiedliche Ziele und Interessen bei dem Ausbau der Erneuerbaren Energien. Neben Klimaschutzgründen spielen zunehmend industriepolitische Interessen der einzelnen Länder eine Rolle. Eine Harmonisierung der einzelnen Fördersysteme innerhalb Europas wird dazu führen, dass je nach Ausgestaltung die kostengünstigsten Standorte und EE-Technologien zugebaut werden. Der EE-Betreiber wird bei gleicher Förderung die jeweils kostengünstigste Erzeugungsoption wählen. Eine Harmonisierung national eigenständiger Fördersysteme ist immer dann von Vorteil, wenn die Länder unterschiedliche Kostenpotenziale aufweisen. Je mehr Länder mit unterschiedlichen EE-Potenzialen sich zu einem

gemeinsamen System zusammenschließen, desto höher sind die Effizienzgewinne einer Harmonisierung.

ABBILDUNG 3-2: REGIONALE UNTERSCHIEDE DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON FOTOVOLTAIK IN EUROPA



Quelle: Eigene Darstellung nach EWI (2010).

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) hat im Rahmen einer Studie die Effizienzgewinne, welche durch eine Harmonisie-

rung der europäischen Förderpolitiken entstehen werden, quantitativ analysiert.⁴⁶ Demnach können durch eine Harmonisierung der Fördersysteme innerhalb Europas Effizienzgewinne in Höhe eines Barwertes von 118 Mrd. € zwischen 2008 und 2020 generiert werden.⁴⁷ Zusätzlich wurde im Rahmen der Studie quantifiziert, welche Kosteneinsparungen durch Wettbewerb zwischen Regionen und EE-Technologien innerhalb Europas erfolgen können. Der Vergleich zwischen dem Business-as-usual-Szenario und einem harmonisierten Quotensystem ergibt eine Kostenersparnis im Barwert von 174 Mrd. € zwischen 2008 und 2020.⁴⁸

Die höheren Kosten im Business-as-usual-Szenario gegenüber einem harmonisierten Quotensystem ergeben sich in der Studie zum einen durch eine ineffiziente Standortwahl für die EE-Anlagen. Zum anderen erfolgen im erstgenannten Szenario Investitionen auch in teurere Technologien,

⁴⁶ Vgl. EWI (2010). Die quantitative Analyse der EWI-Studie basiert u.a. auf dem in dieser Arbeit vorgestellten LORELEI-Modell. Eine detaillierte Beschreibung des Modells sowie der zu Grunde liegenden Datenbasis erfolgt in den weiteren Kapiteln dieser Arbeit.

⁴⁷ Zur Berechnung der Kosteneinsparung durch eine Harmonisierung wurden im Rahmen der Studie folgende Szenarien miteinander verglichen: Zunächst wurden für die Länder der EU-27 zzgl. Norwegen und der Schweiz nationale Quotensysteme unterstellt. Dieses Szenario wurde anschließend mit einem harmonisierten Quotensystem verglichen. Somit konnte der Effekt des Wettbewerbs zwischen den Regionen, d.h. Harmonisierungsgewinne, identifiziert werden.

⁴⁸ Im Rahmen der Analyse wurden zunächst die EE-Stromerzeugungsmengen des Business-as-usual Szenarios generiert. In einem zweiten Schritt wird diese Erzeugungsmenge als Quotenziel für ein zweites Harmonisiertes Quotenszenario vorgegeben. Durch die Gleichstellung der Ausbaumengen kann der Gesamteffekt der Einführung von Wettbewerb zwischen Regionen und Technologien quantifiziert werden.

insbesondere in Fotovoltaik. So wird bei Fortführung der europäischen Förderpolitik Fotovoltaik verstärkt in relativ nördlich gelegenen Ländern mit vergleichsweise schlechten meteorologischen Rahmenbedingungen zugebaut. In einem harmonisierten Quotenmodell würde hingegen verstärkt in kostengünstigere Windenergie und Biomasse investiert. Fotovoltaik würde dann lediglich im südlichen Teil Europas mit guten meteorologischen Rahmenbedingungen errichtet werden. Insgesamt zeigt sich somit, dass eine Harmonisierung der europäischen Förderpolitiken zu deutlichen Kosteneinsparungen führen wird.

Neben den Auswirkungen unterschiedlicher Förderregime für Erneuerbare Energien auf deren Ausbau sowie deren Kosten hat das EWI zusätzlich die Rückwirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf den konventionellen Strommarkt analysiert. Die Studie zeigt dabei auf, dass bei einem verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa zukünftig verstärkter Flexibilisierungsbedarf im Stromsystem besteht. Bei gegebenen Stromnetzrestriktionen ist dieser umso stärker in Regionen mit einem konzentrierten EE-Ausbau erforderlich. Diese Flexibilitäten können bspw. durch Speicheroptionen, flexibel einsetzbaren konventionellen und regenerativen Kraftwerken und der Nutzung von nachfrageseitigen Flexibilitäten zur Verfügung gestellt werden. Weiterhin können ein weiterer Netzausbau sowie eine Erweiterung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität einen Beitrag zur Bewältigung der Flexibilitätsherausforderungen leisten.

Der Fokus der EWI-Studie lag somit insbesondere in einer Abschätzung von Harmonisierungs- bzw. Effizienzgewinnen durch Einführung von Wettbewerb zwischen EE-Technologien und Regionen bis zum Jahr 2020. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit liegt der Fokus hingegen in der Analyse unterschiedlicher Ausbaudynamiken für Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030. Um die Höhe der Effekte unterschiedlicher Ausbaudynamiken

und dessen Bedeutung schließlich ökonomisch einordnen zu können, erfolgt auch in der vorliegenden Arbeit ein Szenarienvergleich zwischen einem Business-as-usual-Szenario und einem harmonisierten Quotenmodell (siehe Abschnitt 6.5).

3.1.2 Weitere Aspekte einer Harmonisierung von EE-Fördersystemen

Neben den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Kostenvorteilen einer Vereinheitlichung der Fördersysteme Erneuerbarer Energien aufgrund eines effizienten Zubaus sind bei einer Harmonisierung weitere Aspekte zu berücksichtigen.

So ist in einem harmonisierten System davon auszugehen, dass im Vergleich zu einer länderspezifischen Förderung niedrigere Transaktionskosten resultieren. Während bei einem Beibehalten der heterogenen Förderpolitik auch weiterhin für jedes Land eigene Quoten, Boni oder Festpreisvergütungssätze analysiert, diskutiert und in einen gesetzlichen Rahmen gefasst werden müssen, ist der Aufwand zur Erarbeitung einer rechtlichen Grundlage bei einem harmonisierten System geringer, da nicht jedes Land eigene Gesetzgebungsverfahren einleiten muss. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass der Aufwand proportional mit der Abnahme der Anzahl der Gesetzgebungsverfahren sinken wird. Bei einer Harmonisierung ist zu erwarten, dass eine Einigung zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union schwieriger wird als bei nationaler Umsetzung und dies wiederum mit einem höheren Aufwand verbunden sein wird.

Weiterhin ist bei einer Harmonisierung der Fördersysteme zu berücksichtigen, dass es hierbei zu einer stärkeren regionalen Konzentration der EE-Anlagen kommen kann. Einer der größten Vorteile einer Harmonisierung ist – wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert – der Zubau der EE-

Anlagen an den kostengünstigsten Standorten. Sofern die kostengünstigen Standorte zwischen den einzelnen Ländern ungleich verteilt sind, erfolgt der Zubau regional konzentrierter. Je nach zugebauter EE-Technologie kann dies zu negativen regionalen Auswirkungen führen. So beeinträchtigt bspw. ein regional stark konzentrierter Zubau an Windenergieanlagen das Landschaftsbild und ist in der Regel mit einer Abnahme der gesellschaftlichen Akzeptanz verbunden.

Ein weiterer Effekt einer Harmonisierung besteht durch einen eventuell zusätzlich erforderlichen Ausbau des Stromnetzes. Dies kann zum einen auf der Ebene der Übertragungsnetze erforderlich sein um bspw. den konzentriert erzeugten Windenergiestrom zu den Verbrauchszentren oder zu den Nachbarländern zu transportieren. Zum anderen kann dies auch auf Verteilnetzebene erforderlich sein, wenn der Ausbau der Fotovoltaik räumlich konzentriert erfolgt und die bestehenden Verteilnetze für eine zunehmende dezentrale Einspeisung nicht ausgerichtet sind.

Neben den genannten negativen Aspekten eines regional konzentrierten EE-Ausbaus existieren aber auch positive Aspekte für diese Regionen. So werden in diesen Regionen ggf. verschiedene Produktionsstätten für EE-Anlagen errichtet, was die regionale Wertschöpfung steigert. Zudem ist davon auszugehen, dass sich der Zubau auf den regionalen Arbeitsmarkt positiv auswirkt, da Arbeitskräfte bspw. für die Errichtung und die Wartung der Anlagen benötigt werden.

Insgesamt zeigt sich, dass neben den Kostenvorteilen einer Harmonisierung der EE-Förderung durch einen effizienten EE-Zubau und verminderten Transaktionskosten auch Nachteile einer Harmonisierung insbesondere durch eine regionale Konzentration des EE-Zubaus bestehen. Somit existieren einerseits Kostenvorteile, die gesamteuropäisch wirken.

Zum anderen bestehen negative regional wirkende Auswirkungen einer Harmonisierung.

Neben der Wahl des Fördersystems ist bei einer Harmonisierung festzulegen, ob die einzelnen EE-Technologien unterschiedlich stark gefördert werden sollen. Ein kosteneffizienter EE-Zubau findet in der Regel dann statt, wenn die Förderung für alle EE-Technologien gleich hoch ist. Würde bei einer technologiespezifischen Förderung der gleiche EE-Ausbau generiert wie bei einer technologieunabhängigen Förderung, so ergäbe sich auch hier Kosteneffizienz.⁴⁹ Allerdings zeigt die Realität, dass bei technologieabhängiger Förderung meist auch kostenintensivere EE-Technologien wie bspw. Fotovoltaik gefördert werden, was zumindest derzeit nicht kosteneffizient ist.⁵⁰

In den quantitativen Analysen in Kapitel 6 wird für die Analyse eines kostenoptimalen und effizienten Fördersystems ein harmonisiertes Quotenmodell unterstellt. Alternativ könnte auch ein harmonisiertes Bonussystem mit einem technologieunabhängigen Bonus in Höhe des

⁴⁹ Eine Technologieabhängigkeit der Förderung könnte bei sinnvoller Ausgestaltung zu einer Verminderung der Mitnahmeeffekte für EE-Betreiber führen, da bei einheitlicher Förderung diejenigen EE-Technologien mit niedrigen Stromgestehungskosten relativ hohe Margen generieren. Bei technologiespezifischen Vergütungshöhen könnten die Mitnahmeeffekte dieser EE-Technologien vermindert werden, ohne dass der Zubau verhindert werden würde.

⁵⁰ So wurden bspw. in Deutschland im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes im Jahre 2009 knapp vier Gigawatt Fotovoltaikkapazitäten neu errichtet. In der ersten Jahreshälfte 2010 wurden bereits 3 Gigawatt errichtet (Bundesnetzagentur 2010)).

Zertifikatspreises des harmonisierten Quotenmodells unterstellt werden. Beide Systeme würden zu den gleichen Ergebnissen führen.⁵¹

3.2 Qualitative Analyse verschiedener EE-Ausbaugeschwindigkeiten

In den vorangegangenen Abschnitten wurde herausgearbeitet, welches Förderregime für eine Quantifizierung der Kosteneffekte unterschiedlicher EE-Ausbaudynamiken innerhalb Europas geeignet ist. Im Rahmen des folgenden Abschnitts werden die für diese Quantifizierung erforderlichen Szenarien definiert. Dabei werden folgende Varianten unterschieden (vgl. Abbildung 3-3):

1. Variante 1: Zu Beginn des Betrachtungszeitraums werden bereits sehr ambitionierte Zwischenausbauziele für Europa festgesetzt, so dass ein Großteil des insgesamt notwendigen EE-Ausbaus zu Beginn der Periode erfolgt. Der EE-Ausbau erfolgt somit sehr schnell. Die vorhandenen Potenziale werden möglichst schnell zugebaut. Der EE-Ausbau erfolgt hierdurch degressiv.
2. Variante 2: Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt ohne Zwischenziele, so dass das langfristig anvisierte Ausbauziel erreicht werden kann. Zu Beginn der Betrachtungsperiode ist somit ein deutlich niedrigerer EE-Zubau in Europa zu erwarten als in Variante 1. Der europäische EE-Ausbau erfolgt progressiv.

In Abbildung 3-3 sind die beiden Varianten schematisch dargestellt. Dabei stellt **m** das langfristige Ausbauziel für Erneuerbare Energien im Jahre

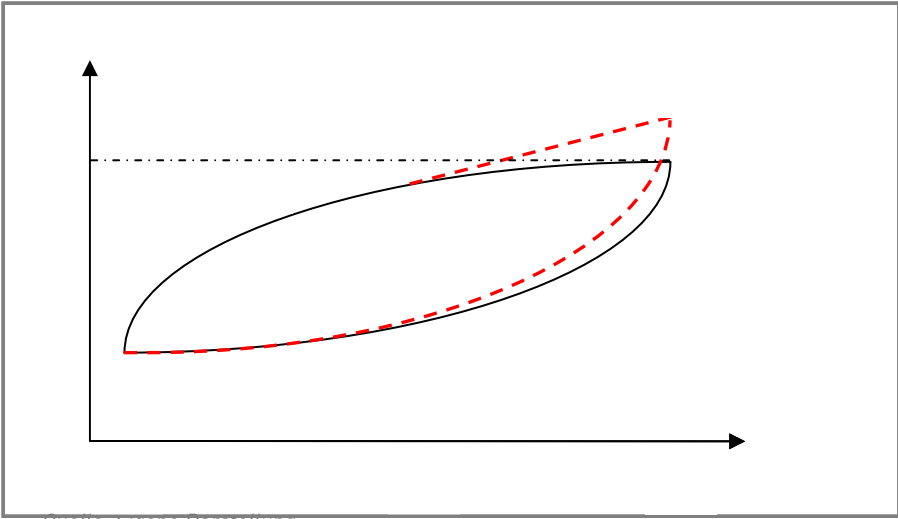
⁵¹ Vgl. bspw. Söderholm, P. (2008).

2030 dar. Für den Fall, dass die Erneuerbaren Energien bereits bis zum Zeitpunkt des EE-Ziels wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Technologien sind, kann auch ein über das Ausbauziel hinausgehender EE-Zubau erfolgen. Ein solch weitergehender EE-Zubau würde jedoch nur dann erfolgen, wenn eine zusätzliche Einheit EE-Strom die Kosten des Elektrizitätssystems vermindern würde, folglich alle zu diesem Zeitpunkt bestehenden EE-Anlagen ohne weitere Förderung betrieben werden können. Ob und in welcher Höhe ein über das EE-Ziel hinausgehender EE-Zubau erfolgen würde ist neben der Entwicklung der Kosten der EE-Technologien insbesondere auch von der Entwicklung des Strompreises abhängig. Der Fall einer über das langfristige EE-Ziel hinaus gehenden EE-Erzeugung ist in Abbildung 3-3 mit einem rot gestrichelten Graphen gekennzeichnet.

Unterschiedliche Ausbaudynamiken für Erneuerbare Energien wirken sich auf die Kosten des EE-Zubaus aus. Gleichzeitig verändern sich auch die Erlöse⁵², die die Erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt durch den Verkauf ihres Stroms erwirtschaften können. In den folgenden beiden Abschnitten werden die Einflüsse unterschiedlicher EE-Ausbaudynamiken auf die Kosten und Erlöse der Erneuerbaren Energien qualitativ aufgezeigt. Dabei werden zunächst die Effekte im Rahmen des sogenannten Lernkurvenkonzepts erläutert. Anschließend werden weitere Faktoren dargestellt, welche auf die Kosten und Erlöse wirken.

ABBILDUNG 3-3: ÜBERSICHT VERSCHIEDENER EE-AUSBAUDYNAMIKEN

⁵² Die Erlöse der EE durch den Verkauf des EE-Stroms auf dem konventionellen Strommarkt entsprechen der Verminderung der konventionellen Stromerzeugungsmengen, welche mit den Grenzkosten des konventionellen Strommarkts bewertet werden.



Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.1 Effekte unterschiedlicher EE-Ausbaugeschwindigkeiten im Rahmen des Erfahrungskurvenkonzepts

Der in Variante 1 der Abbildung 3-3 dargestellte schnellere Ausbau der Erneuerbaren Energien führt dazu, dass auch die Erfahrungen, welche mit der Herstellung der EE-Anlagen verbunden sind, im Vergleich zu einem moderaten EE-Ausbau schneller erfolgen. Diese Erfahrungszuwächse übersetzen sich bei einer Vielzahl von Produkten in einer Verminderung der Herstellungskosten. So haben bspw. der technologische Fortschritt sowie die fortschreitende Erfahrung mit EE-Technologien aufgrund eines steigenden Zubaus dazu geführt, dass sich die Kosten dieser Technologien im Zeitverlauf deutlich verringert haben. Einen solchen Zusammenhang

stellt das sogenannte Lern- bzw. Erfahrungskurvenkonzept dar.⁵³ Dieses Konzept analysiert, wie stark die Kosten eines industriell gefertigten Gutes bei einer kumulierten Verdopplung seines produzierten Volumens sinken. Die Erfahrungskurve spiegelt somit die Relation zwischen den Kosten eines Produkts und der Erfahrung, ausgedrückt in der kumulierten Herstellung wider. Das Erfahrungskurvenmodell ist rein statistisch fundiert und erfasst die Multidimensionalität betrieblicher Prozesse der Produktivitätssteigerung ausschließlich in der kumulierten Menge.⁵⁴

In der Literatur werden meist zwei Kennzahlen im Zusammenhang mit dem Erfahrungskurvenkonzept verwendet. Die sogenannte Fortschrittsrate *PR* (progress ratio) gibt an, auf welche Höhe die absoluten Kosten bei Verdopplung der kumulierten Kapazität sinken. Neben der Fortschrittsrate wird häufig auch die Lernrate *LR* (learning rate) verwendet, welche die Kostenreduktion bei einer Verdoppelung der kumulierten Produktion oder Kapazität beschreibt.

Das Erfahrungskurvenkonzept eignet sich lediglich für Technologien, von denen auch zukünftig von technologischem Fortschritt und Skaleneffekten ausgegangen werden kann. Für Technologien wie bspw. Laufwasserkraft und Biomasse ist zukünftig mit keinem nennenswerten technologischen Fortschritt und Skaleneffekten zu rechnen, da diese Technologien ausge-

⁵³ Das Lernkurvenkonzept entstand erstmals 1922, als Wright, T.P. (1936) bei der Produktion von Flugzeugen das Phänomen beobachtete, dass mit zunehmender kumulierter Produktionsmenge die Montagezeit je Flugzeug einem gesetzmäßigen Verlauf folgend sank. Henderson, B.D. (1984) griff diese Theorie auf und erweiterte diese zum sogenannten Erfahrungskurvenkonzept. Dieser Ansatz berücksichtigt neben dem reinen Produktionsprozess alle organisatorischen Bereiche eines Unternehmens.

⁵⁴ Sabel, H./ Weiser, C. (2008).

reift sind. Ebenfalls nicht anwendbar ist das Erfahrungskurvenkonzept auf EE-Technologien, für welche aufgrund der fehlenden Datengrundlage noch keine Lernraten ermittelt werden konnten. Dazu zählen bspw. die Gezeiten- und Wellenenergie, solarthermische Kraftwerke sowie die petrothermale Geothermie. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Lernkurvenansatz für Wind Onshore, Wind Offshore und Fotovoltaik angewendet.⁵⁵ Für die anderen EE-Technologien werden Kostenentwicklungen auf Basis von Literaturrecherchen und Umfragen berücksichtigt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird unterstellt, dass die empirisch ermittelten Lernraten für den gesamten weltweiten Zubau gelten und nicht regional begrenzt sind. Zudem wird angenommen, dass der Zubau von EE-Technologien außerhalb Europas unabhängig vom Zubau innerhalb Europas ist. Somit erfolgt außerhalb Europas ein EE-Zubau, welcher auch ohne europäischen Zubau bereits eine Kostendegression zur Folge hat.

Aufgrund der erläuterten Entwicklung der Investitionskosten der EE-Technologien in Abhängigkeit des EE-Ausbaus, entsprechend des Erfahrungskurvenansatzes, ist somit zu erwarten, dass ein degressiver EE-Ausbau-pfad (Variante 1) bei langfristig identischen EE-Zielen, im Vergleich zu ei-

⁵⁵ Das Erfahrungskurvenkonzept wird in der Literatur auch als problematisch angesehen. So wird bspw. kritisiert, dass die Kostenentwicklung in der Realität zusätzlich von der Entwicklung von Rohstoffpreisen oder Fördermaßnahmen beeinflusst werden kann (IEA (2000)). Da jedoch aktuell alternative Methoden zur Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung von EE-Technologien fehlen, wird die Anwendung des Erfahrungskurvenkonzepts im Rahmen dieser Arbeit als legitim erachtet. Für die quantitative Analyse wird auf das Erfahrungskurvenkonzept mit Lerntyp 1 zurückgegriffen. Dieser betrachtet die kumulierten Kapazitäten und berücksichtigt daher lediglich die Kostenreduktion in der Anlagenherstellung und keine zusätzlichen Kostenreduktionen bei bspw. den Betriebs- und Wartungskosten.

nem progressiven EE-Ausbaupfad (Variante 2), zu einer schnelleren Degression der Investitionskosten der EE-Technologien führt. Investitionen, welche gegen Mitte oder Ende der Betrachtungsperiode erfolgen, sind in Variante 1 im Vergleich zu Variante 2 weniger kostenintensiv.

Diese schnellere Kostendegression in Variante 1 führt jedoch, betrachtet man die gesamte Periode, zu insgesamt höheren Investitionskosten im Vergleich zu Variante 2. Dies resultiert durch die Annahme, dass auch außerhalb Europas ein EE-Zubau erfolgt, welcher unabhängig vom europäischen Zubau bereits die Investitionskosten der EE-Technologien senkt. In Variante 1 erfolgt ein schneller EE-Zubau, welcher in der Anfangsphase mit hohen Investitionskosten verbunden ist. Dementgegen erfolgt in Variante 2 der EE-Zubau erst spät und somit führen die Kostendegressionen, welche durch den Zubau außerhalb Europas generiert werden, zu insgesamt niedrigeren Investitionskosten innerhalb Europas, obwohl ggf. die Höhe des EE-Zubaus insgesamt in beiden Varianten identisch ist. Der schnelle EE-Zubau in Variante 1 erfolgt somit zu einer Phase, in welcher die Steigung der Erfahrungskurve noch steil und somit die Kosten noch vergleichsweise hoch sind. In Variante 2 befinden sich die EE-Technologien durch den außereuropäischen EE-Zubau zum Zeitpunkt der maßgeblichen Investitionen bereits auf einer geringeren Steigung der Erfahrungskurve.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass ein degressiver EE-Ausbaupfad in Europa mit insgesamt höheren Investitionskosten innerhalb Europas verbunden ist. Außerhalb Europas führt dieser Pfad hingegen zu geringeren Investitionskosten, da die hohen anfänglichen Kosten für den technologischen Fortschritt im Wesentlichen von Europa getragen werden.

3.2.2 Einfluss weiterer Parameter auf die Effizienz des EE-Ausbaus

Neben dem im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Erfahrungskurvenansatz wirken weitere Faktoren auf die Kosten unterschiedlicher EE-Zubaudynamiken. So bringt ein degressiver EE-Ausbaupfad mit sich, dass neben den Investitionskosten bereits frühzeitig weitere Kosten anfallen. Bspw. sind Brennstoffkosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie ggf. weitere variable Kosten zu berücksichtigen, welche bei einem progressiven Verlauf in Variante 2 des in Abbildung 3-3 gezeigten Zubauverhaltens zunächst deutlich niedriger sind. Dies verteuert einen degressiven Ausbau im Vergleich zu einem progressiv orientierten Ausbau.

Da der EE-Strom am Strommarkt verkauft werden kann und somit einen Wert aufweist, sind bei der Analyse auch die Erlöse durch den Verkauf auf dem Strommarkt zu berücksichtigen. In Variante 2 fallen die Strommarkterlöse in der Anfangsphase deutlich niedriger aus als in Variante 1. Somit müssen den höheren Kosten durch den frühzeitigen EE-Zubau die damit gleichzeitig verbundenen zusätzlichen Erlöse gegenübergestellt werden.

Während der technologische Fortschritt bereits im Rahmen des Erfahrungskurvenansatzes über eine Verringerung der Investitionskosten teilweise berücksichtigt wurde, existieren weitere technologische Entwicklungen, welche einen Einfluss auf einen effizienten Zubau haben. So sind bspw. die Verbesserung der Wirkungsgrade von EE-Technologien oder die Entwicklung größerer Windenergieanlagen mit einer höheren Nabenhöhe und damit einer optimaleren Auslastung zusätzlich zu berücksichtigen. Solche Effizienzsteigerungen sind im Rahmen des Erfahrungskurvenansatzes nicht erfasst. Analog zum Erfahrungskurvenansatz ist zu erwarten, dass ein schneller EE-Ausbau zu schnelleren Effizienzsteigerungen der Anlagen selbst führt. Allerdings ist

auch unter diesem Aspekt ein später Ausbau kostengünstiger, da dann auch die Effizienzsteigerungen durch den außereuropäischen Zubau berücksichtigt werden.

Betrachtet man den Barwert der Kosten des EE-Zubaus und unterstellt man einen positiven Diskontsatz, so ist der Barwert einer frühzeitigen Investition im Vergleich zu einer gleichen Investition zu einem späteren Zeitpunkt höher. Dies gilt für sämtliche Kostenarten. Gleichzeitig sinkt der Barwert der Erlöse bei gleichem Strommarkterlös mit zunehmender Zeit.

Die bisherigen Ausführungen zeigen, dass ein progressiver EE-Ausbaupfad tendenziell mit geringeren Zubaukosten verbunden ist. Dieser muss jedoch nicht zwangsläufig kostenoptimal sein. Vielmehr ist der optimale Zubaupfad für Erneuerbare Energien abhängig von den Erlösen, welche mit dem erzeugten EE-Strom erwirtschaftet werden können. Sofern die zusätzlichen Erlöse durch den Zubau Erneuerbarer Energien höher sind als die damit verbundenen Kosten, erfolgt der kostenoptimale EE-Zubau schneller als zum spätmöglichen Zeitpunkt. Im Extremfall könnte der kostenoptimale Zubaupfad sogar identisch mit einem möglichst frühen Zubau sein. Dies wäre dann der Fall, wenn bereits zu Beginn die Erlöse einer weiteren Einheit Strom höher sind als die damit verbundenen Kosten. Für den Fall, dass die Kosten des Ausbau stets höher sind als die Erlöse, also die Erneuerbaren Energien nicht wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Kraftwerken werden, so ist der unter der Annahme eines definierten EE-Ziels effiziente Ausbau identisch mit einem möglichst späten Zubaupfad.

Neben den genannten Effekten einer unterschiedlichen EE-Ausbaudynamik bestehen weitere Effekte, welche aufgrund der komplexen Zusammenhänge im Rahmen dieser Arbeit nicht vollständig untersucht werden kön-

nen. So würde bspw. ein degressiver EE-Ausbaupfad in Europa, unter der Annahme eines vom EE-Ausbau unabhängigen CO₂-Ziels, den Preis für CO₂-Zertifikate aufgrund der höheren CO₂-freien Stromerzeugung in der Anfangsphase verringern. Diese CO₂-Preisverringerung führt zu geringeren Stromerzeugungskosten des konventionellen Kraftwerksparks sowie der Kosten der am CO₂-Handel beteiligten Industrien. Eine Verringerung der Stromerzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke vermindert den wettbewerblich gehandelten Strompreis. Letzterer vermindert wiederum die Erlöse der Erneuerbaren Energien durch den Verkauf des EE-Stroms auf dem Strommarkt. Alternativ kann die Politik das CO₂-Minderungsziel unter Berücksichtigung eines unterschiedlichen EE-Ausbaus in Europa festlegen. Bei einem degressiven Zubaupfad würden die Klimaschutzziele in den ersten Jahren, in denen die EE-Erzeugung vergleichsweise hoch ist, ambitionierter festgelegt. Zum Zeitpunkt des langfristigen EE-Ausbauziels ist aufgrund der gleichen Höhe der EE-Stromerzeugung das CO₂-Ziel dann wieder in beiden EE-Ausbaupfaden identisch. Somit würde der CO₂-Preis durch einen unterschiedlichen EE-Ausbau nicht beeinflusst. Ebenso erfolgen durch einen unterschiedlichen EE-Ausbau verschiedene gesamtwirtschaftliche Effekte bspw. in Form von Anpassungen der industriellen Produktion der Arbeitsplätze, etc.

In Kapitel 6 erfolgt ein Vergleich unterschiedlicher EE-Ausbaudynamiken in Europa hinsichtlich der mit dem Ausbau verbundenen Kosten und Erlöse der Erneuerbaren Energien. Dabei wird ein degressiver mit einem progressiven EE-Ausbaupfad verglichen. Es wird aufgezeigt, welchen Einfluss unterschiedliche Parameter wie Strompreise, EE-Ausbauziele und Sensitivitäten bzgl. des außereuropäischen EE-Ausbaus und der Potenziale einzelner EE-Technologien auf die Differenzkosten der beiden Zubaupfade haben.

4 AUFBAU UND DISKUSSION DER ERFORDERLICHEN MODELLDATEN

Eine modellgestützte Analyse möglicher zukünftiger Entwicklungspfade von Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Fördersysteme bedarf einer detaillierten und umfangreichen Datengrundlage. Die im Folgenden dargestellte und erläuterte Datenbasis zu technischen, ökonomischen und politischen Aspekten dient als Grundlage für die modellgestützte Analyse in Kapitel 6. Es wird ein Überblick über die einzelnen Modellparameter gegeben und die Methodik der Erfassung und Verarbeitung dieser Datenbasis erläutert. Nach einer Darstellung der allgemeinen Modellierungsparameter für die EU-27 zzgl. Norwegen und der Schweiz (EU-27++) in Kapitel 4.1 erfolgt eine detaillierte Erläuterung der Datengrundlage für die einzelnen Technologien (Kapitel 4.2) und die Fördersysteme (Kapitel 4.3) sowie deren methodische Aufbereitung für das Modell. Im Anschluss daran werden in Kapitel 4.4 diejenigen Annahmen zur Datengrundlage diskutiert, von denen erwartet wird, dass sie einen bedeutenden Einfluss auf die Modellergebnisse in Kapitel 6 haben werden.

4.1 Allgemeine Modellierungsparameter

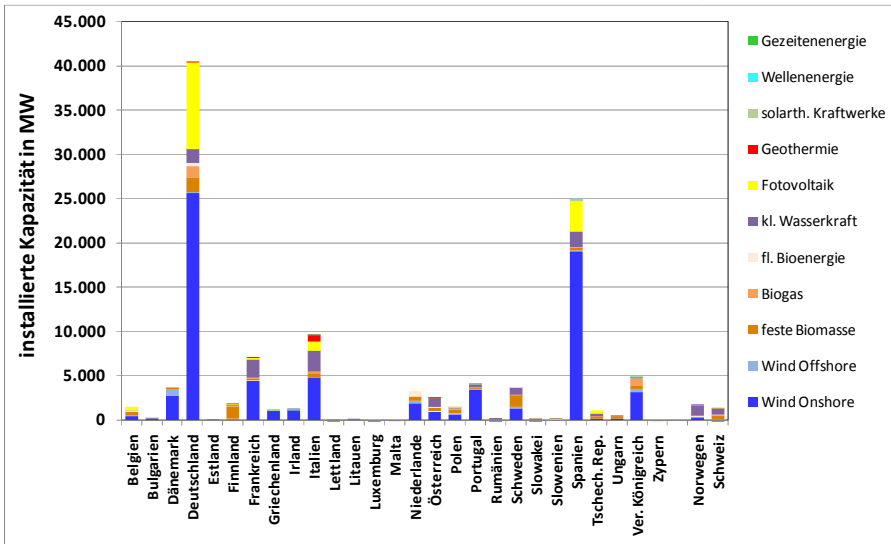
Um Aussagen zur möglichen zukünftigen Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der EU-27++ treffen zu können, ist es notwendig, die bestehenden Kapazitäten je nach Region und Technologie zu berücksichtigen. Da das dieser Arbeit zu Grunde liegende Erneuerbare Energien-Modell die Entwicklung der Stromerzeugungstechnologien unter Berücksichtigung von unterschiedlichen EE-Fördersystemen darstellen soll, werden nicht

geförderte EE-Technologien nicht berücksichtigt.⁵⁶ In Abbildung 4-1 sind die im Jahre 2009 installierten Kapazitäten der einzelnen geförderten EE-Technologien für die jeweiligen Länder dargestellt. Auffällig hierin ist, dass mehr als die Hälfte der insgesamt installierten EE-Kapazitäten – rund 119 GW – in Deutschland und Spanien errichtet wurden.⁵⁷ Die restlichen Kapazitäten befinden sich überwiegend in den Mitgliedstaaten der EU-15. Die zwölf neuen Mitgliedstaaten der EU haben bisher noch keinen nennenswerten Anteil an den europäischen EE-Stromerzeugungskapazitäten.

**ABBILDUNG 4-1: INSTALLIERTE KAPAZITÄT AUF BASIS GEFÖRDERTER
EE IN 2009 IN DER EU-27++**

⁵⁶ EE-Technologien wie große Wasserkraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von mehr als 10 MW werden im Rahmen des Modells nicht betrachtet. Ebenso wenig werden Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen berücksichtigt, welche in den meisten EU-Staaten finanziell nicht gefördert werden.

⁵⁷ EWEA (2010a), EWEA (2010b), Observ'ER (2010).



Quelle: Eigene Darstellung nach EWEA (2010a), EWEA (2010b), Observ'ER (2010).

Im Jahr 2009 nimmt Wind Onshore mit einem Anteil von 61% eine herausragende Stellung unter den installierten Kapazitäten der geförderten EE-Technologien ein. In den vergangenen Jahren konnte auch die Fotovoltaik einen enormen Zuwachs verzeichnen. Der Anteil dieser Technologie an den insgesamt geförderten EE-Technologien in Europa betrug 2009 rund 13%. Insbesondere die attraktive Vergütung in Deutschland, Spanien und Italien hat dieses Wachstum initiiert. In den übrigen Ländern Europas spielt die Fotovoltaik noch keine bedeutende Rolle. Die Anteile der kleinen Wasserkraft sowie der Bioenergie liegen mit 12% bzw. 11%, im Vergleich zur Fotovoltaik, moderat niedriger. Der Zubau von Offshore-Windenergieanlagen (WEA) wurde in den vergangenen Jahren aufgrund technischer Probleme und finanzieller Risiken stetig verzögert. In Großbritannien erfolgte in den vergangenen Jahren hingegen ein steigender Ausbau. Insgesamt wa-

ren in 2009 rund 1,6 GW Offshore-WEAs in Europa installiert, wovon rund die Hälfte in Großbritannien errichtet wurde. Gezeiten-, Wellen- und solarthermische Kraftwerke spielten bis 2009 nur eine geringe Rolle. Geothermische Stromerzeugung wird insbesondere in Italien genutzt, dort sind hydrothermale Systeme seit mehr als 100 Jahren im Einsatz.

Zur Bestimmung der Stilllegungszeitpunkte der bestehenden Kapazitäten werden die in Tabelle 4-1 aufgelisteten technischen Lebensdauern⁵⁸ unterstellt. Die Lebensdauer solarthermischer Kraftwerke wird mit 30 Jahren und kleiner Wasserkraft mit 50 Jahren angesetzt. Für alle anderen EE-Technologien wird eine technische Lebensdauer von 20 Jahren unterstellt.

TABELLE 4-1: TECHNISCHE LEBENSDAUER DER EE-TECHNOLOGIEN

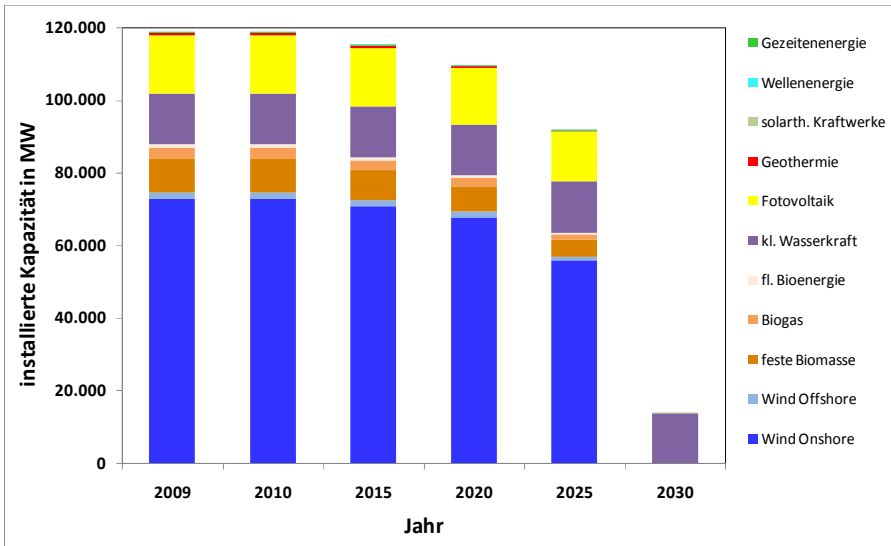
⁵⁸ Die unterstellten technischen Lebensdauern basieren sowohl auf Herstellerangaben als auch auf durchschnittlichen Werten aus der Literatur. Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere für Wind Offshore, solarthermische Kraftwerke, petrothermale Geothermie-Kraftwerke sowie Gezeiten- und Wellenenergieanlagen aufgrund der noch sehr jungen Technologien noch keine verlässlichen Angaben bezüglich der technischen Lebensdauer existieren. Die hier hinterlegten Lebensdauern können als konservativ eingestuft werden.

EE-Technologie	technische Lebensdauer in Jahren
Wind Onshore	20
Wind Offshore	20
Fotovoltaik	20
solarthermische Kraftwerke	30
kleine Wasserkraft	50
Geothermie	20
feste Biomasse	20
Biogas	20
flüssige Bioenergie	20
Gezeitenenergie	20
Wellenenergie	20

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Herstellerangaben.

In Abbildung 4-2 ist die Sterbelinie der bis 2009 installierten Kapazitäten für die EU-27++ dargestellt. Anhand der relativ geringen Anzahl an Stilllegungen bis zum Jahr 2020 lässt sich erkennen, dass ein Großteil der heute installierten EE-Kapazitäten erst nach dem Jahr 2000 zugebaut wurde. Dies gilt insbesondere für Wind Onshore und Fotovoltaik. Der Zubau von Bioenergieanlagen – insbesondere auf Basis fester Biomasse – zur Stromerzeugung erfolgte hingegen zu einem großen Teil bereits vor dem Jahr 2000. Somit wird ein bedeutender Anteil der bestehenden Bioenergieanlagen bis 2020 stillgelegt. Kleine Wasserkraft und solarthermische Kraftwerke haben eine längere technische Lebensdauer, weswegen heutige Bestandsanlagen im Jahre 2030 noch in Betrieb sein werden. Insgesamt zeigt die Sterbelinie, dass in 2030 lediglich noch ein geringer Anteil der heute bestehenden EE-Anlagen in Europa in Betrieb sein wird und dass sich der EE-Anlagenpark in den betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2030 nahezu vollständig erneuern muss.

ABBILDUNG 4-2: STERBELINIE DER INSTALLIERTEN KAPAZITÄT AUF BASIS GEFÖRDERTER ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER EU-27++



Quelle: Eigene Berechnungen.

4.2 Technologiespezifische Modellierungsparameter

Nachdem im vorherigen Absatz auf die Entwicklung der heute bestehenden EE-Kapazitäten eingegangen wurde, wird nun die Datenbasis für die einzelnen EE-Technologien erläutert. Dabei wird je nach Technologie detailliert die Einteilung in Regionen und Technologieklassen sowie die Bestimmung der Potenziale, Auslastung, Energieerträge und Kosten der Energieträger erläutert.

4.2.1 Wind Onshore

Das Besondere an der Windenergie ist zum einen, dass die Windverhältnisse regional sehr unterschiedlich verteilt sind. Zum anderen sind die Windgegebenheiten und damit die Windenergieerzeugung sehr volatil und lassen sich nur kurzfristig prognostizieren. Zuverlässige mittel- bis langfristige Prognosen über die Windgeschwindigkeiten sind nicht möglich.

4.2.1.1 Einteilung in Windregionen

Die regionalen Unterschiede der Windhöffigkeiten führen zu unterschiedlichen Einspeiseprofilen und Auslastungen bzw. Volllaststunden. Dadurch ergeben sich regional unterschiedliche Erzeugungskosten für Windenergie. Um dies zu berücksichtigen, werden im Rahmen des Modells die abgebildeten Länder in einzelne Windregionen unterteilt.

Die Beschränkung auf nur eine Windregion je Land würde wichtige Aspekte vernachlässigen. Die Förderbedingungen könnten nicht adäquat abgebildet werden (bspw. standortspezifische Vergütungssätze im deutschen EEG). Zubau- und Stilllegungsentwicklungen würden dadurch nur unzureichend berücksichtigt werden. Da die einzelnen Regionen mit ihren unterschiedlichen Windgegebenheiten auch unterschiedliche Flächenpotenziale für den Zubau von Onshore-WEAs haben, ist eine räumliche Differenzierung insbesondere bei der Ausschöpfung einzelner Flächenverfügbarkeiten notwendig.

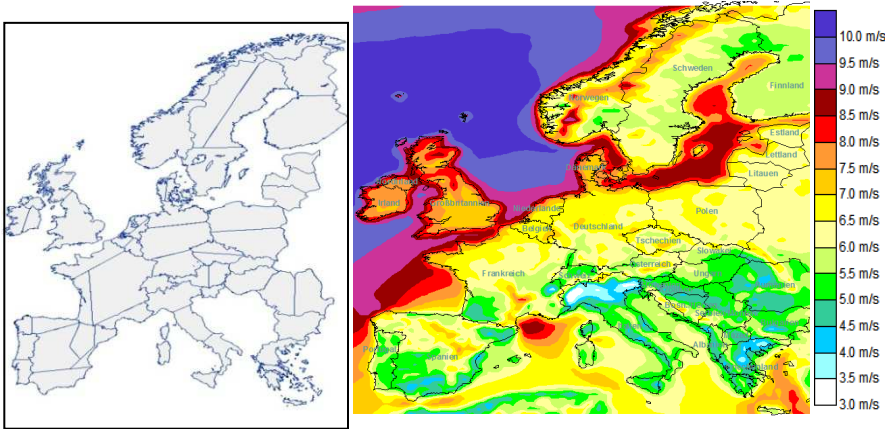
Im Folgenden wird die Methodik zur Bestimmung der einzelnen Regionen erläutert: Zunächst wurden die betrachteten europäischen Länder unter Berücksichtigung „typischer“ Windbedingungen in insgesamt

57 Subregionen⁵⁹ (vgl. linke Grafik von Abbildung 4-3) eingeteilt. Zur Einteilung wurde auf die Expertise der EuroWind GmbH zurückgegriffen, die zur Bestimmung der einzelnen Regionen über 350 Windmessstandorte in Europa ausgewertet haben.⁶⁰ Für jeden Messstandort steht eine ein- bis dreistündliche Auflösung eines Zeitraumes von zehn Jahren (1997-2006) zur Verfügung. Die auf Basis dieser Daten eingeteilten Subregionen unterschieden sich für die weitere Bearbeitung hinsichtlich ihrer ein- bzw. dreistündlichen Windganglinie, Luftdichte und Rauhigkeit. Diese Parameter sind zur Berechnung des jeweiligen Energieertrags relevant und werden unter dem Absatz „Energieertrag“ dieses Kapitels genauer erläutert.

ABBILDUNG 4-3: EINTEILUNG DER LÄNDER IN WINDREGIONEN FÜR WIND ONSHORE (LINKE GRAFIK: EINTEILUNG DER LÄNDER IN SUBREGIONEN (SCHRITT 1); RECHTE GRAFIK: EINTEILUNG DER SUBREGIONEN IN DETAILLIERTE WINDREGIONEN (SCHRITT 2))

⁵⁹ Die Einteilung in Windregionen erfolgte unter Berücksichtigung der jeweiligen Landesgrenzen.

⁶⁰ EuroWind (2008).



Quelle: EuroWind (2008).

Aufgrund der groben Einteilung in Subregionen und weiterer Unterschiede in den Windbedingungen innerhalb dieser Regionen, wurde eine weitere Untergliederung der Subregionen in sogenannte Windregionen durchgeführt. Dazu wurde jede Subregion in drei weitere Regionen eingeteilt, welche sich in „sehr gute“, „gute“ und „mitteltgute“ Standorte der jeweiligen Subregion aufteilen.⁶¹ Die Einteilung der drei Regionen erfolgte auf Basis einer Potenzialkarte⁶², in der jahresdurchschnittliche Windgeschwindig-

⁶¹ „Schlechte“ Standorte mit einer jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit von weniger als 5,5 m/s in einer Höhe von 100 m wurden nicht berücksichtigt, da die Windbedingungen in diesen Gebieten keinen ökonomisch sinnvollen Windenergieertrag zulassen.

⁶² Die Potenzialkarte basiert auf berechneten jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten des Modells HIRLAM (High Resolution Limited Area Model), einem meteorologischen Wetterprognosemodell mit einer regionalen Auflösung von 20x20 km (vgl. HIRLAM [2009]).

keiten für die Regionen hinterlegt sind. Diese Potenzialkarte zeigt die rechte Grafik der Abbildung 4-3. Insgesamt sind somit 171 Windregionen für die EU-27++ im Modell hinterlegt.

4.2.1.2 Einteilung in Technologieklassen

Derzeit bestehende Windenergieanlagen weisen sehr unterschiedliche technische Parameter auf. Diese Unterschiede sind auf den technischen Fortschritt des Marktsegments zurückzuführen. Wurden Anfang der 90er Jahre noch Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW und einer Nabenhöhe von 15 bis 25 m errichtet, hat die neueste Anlagengeneration bereits eine Leistung von 6.000 kW und eine Nabenhöhe von über 120 m. Tabelle 4-2 zeigt typische Anlagenparameter des gesamten deutschen WEA-Parks⁶³. Dazu wurde der gesamte erfasste Onshore-WEA-Bestand in Deutschland von insgesamt 19.259 Anlagen (Stand: 31.12.2007) in typische Leistungsklassen eingeteilt. Dabei wird ersichtlich, dass Onshore-WEA mit einer Nennleistung von mehr als 3.000 kW zu diesem Zeitpunkt keine bedeutende Rolle für die Stromerzeugung gespielt hat. Dies liegt zum einen daran, dass die neueste Anlagengeneration mit hohen Nennleistungen aufgrund hoher Investitionskosten noch relativ teuer ist. Andererseits bestehen in Deutschland in einigen für Windenergie ausgewiesenen Flächen Höhenbegrenzungen für Onshore-WEA, welche die

⁶³ Die in dieser Tabelle hinterlegte WEA-Datenbank (Betreiber-Datenbasis (2008)) umfasst für alle WEA-Anlagen in Deutschland die Postleitzahl, den Hersteller, die Anlagenleistung, den Rotordurchmesser, die Nabenhöhe, das Inbetriebnahme- und Stilllegungsdatum sowie die Geo-Koordinaten.

Nabenhöhe auf teilweise unter 100 m beschränken.⁶⁴ Diese administrativen Höhenrestriktionen sollen den Eingriff in das Landschaftsbild begrenzen. Technisch sind derzeit Nabenhöhen von bis zu 160 m umsetzbar.

TABELLE 4-2: TECHNISCHE PARAMETER DER ONSHORE-WEAS IN DEUTSCHLAND (STAND: 31.12.2007)

WEA-Nennleistungen	durchschnittliche WEA-Nennleistung	WEA-Anzahl	durchschnittliche Nabenhöhe	durchschnittlicher Rotordurchmesser	durchschnittliche Rotorkreisfläche
kW (von bis)	kW	Anzahl	m	m	m ²
< 600	335	4.101	43	32	801
>=600<1300	734	5.640	65	49	1.869
>=1300<2000	1.558	6.065	81	70	3.889
>=2000<3000	2.036	3.401	92	80	4.972
>=3000<5500	3.840	47	100	107	8.920
>=5500	6.000	5	127	118	10.862

Quelle: Eigene Berechnungen nach Betreiber-Datenbasis (2008).

Zur Bestimmung des Energieertrags einer Onshore-WEA muss neben den Windgeschwindigkeiten in einer bestimmten Nabenhöhe auch die durchschnittliche Rotorkreisfläche berücksichtigt werden, die im Rahmen der eingeteilten WEA-Klassen zwischen rund 800 und 10.900 m² beträgt.

Die in Tabelle 4-2 dargestellte Einteilung in typische Technologieklassen in Deutschland dient als Grundlage für das LORELEI-Modell. Eine Einteilung

⁶⁴ Zur Errichtung von WEAs mit einer Nennleistung von mehr als 4.000 kW sind entsprechende Rotordurchmesser und damit auch Nabenhöhen notwendig, um diese Leistung physikalisch erbringen zu können.

der Technologieklassen auf Basis der deutschen Anlagendatenbank ist dadurch gerechtfertigt, dass über 35% der EU-weiten Onshore-WEA-Kapazitäten in Deutschland installiert sind. Wie Tabelle 4-3 aufzeigt, werden sieben unterschiedliche Onshore-WEA-Typen für das Modell (windtech_1 bis windtech_7) unterstellt.

TABELLE 4-3: TECHNISCHE MODELLPARAMETER FÜR ONSHORE-WEA

WEA-Technologie	durchschnittliche WEA-Nennleistung	durchschnittliche Nabenhöhe	durchschnittliche Rotorkreisfläche	Flächenbedarf einer einzelnen WEA	früheste Zubau-möglichkeit
	kW	m	m ²	km ²	Jahr
windtech_1	335	43	801	0,026	2009
windtech_2	734	65	1.869	0,060	2009
windtech_3	1.558	81	3.889	0,123	2009
windtech_4	2.036	92	4.972	0,160	2009
windtech_5	3.840	100	8.920	0,286	2009
windtech_6	6.000	127	10.862	0,348	2015
windtech_7	8.000	140	13.445	0,428	2025

Quelle: Eigene Darstellung.

Für den Flächenbedarf einer Onshore-WEA wird als typische Planungsgröße das Quadrat des 5-fachen Rotordurchmessers angenommen.⁶⁵ Der Flächenbedarf schließt neben dem Fundament einen zusätzlich notwendigen Abstand zur benachbarten WEA mit ein, da diese aufgrund der Abschattungseffekte gegenseitig ihre jeweiligen Windbedingungen und damit

⁶⁵ D.h., dass eine WEA mit einem Rotordurchmesser von bspw. 32 m einen Flächenbedarf von 26.000 m² hat.

die Leistung ihrer WEA in Windparks beeinflussen. So nimmt bspw. der sogenannte Parkwirkungsgrad⁶⁶ mit abnehmendem Abstand zwischen den WEAs zu.

Im Rahmen der Modellierung sind die Klassen 1-5 der Onshore-WEAs von Beginn an verfügbar. Derzeit als Prototyp installierte 6.000 kW-WEAs können im Modell erst ab 2015 zugebaut werden. Zudem wird im Rahmen der Modellierung unterstellt, dass eine technologisch weiterentwickelte Anlagenklasse mit einer Nennleistung von 8.000 kW ab 2025 zur Verfügung stehen wird. Diese Technologie weist eine Nabenhöhe von 140 m auf, die als zukünftig maximal zulässige Höhe unterstellt wird. Eine Weiterentwicklung der Onshore-WEA-Technologie über diese Höhe hinaus wird als kritisch erachtet, da zum einen die politische und gesellschaftliche Akzeptanz mit steigender Nabenhöhe sinkt und zum anderen die Windgeschwindigkeit lediglich unterproportional mit der Höhe steigt.

4.2.1.3 Potenziale

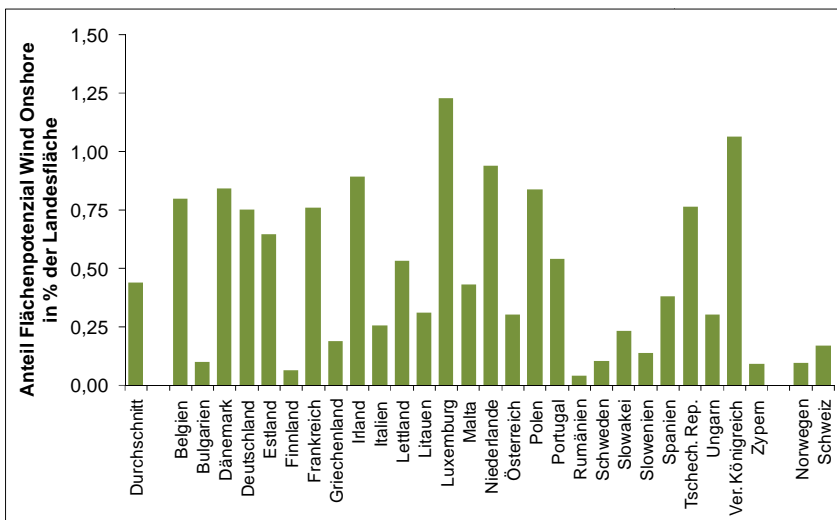
Die Flächenpotenziale für Onshore-WEA wurden im Rahmen des Modells in drei Schritten ermittelt. In einem ersten Schritt wurde die gesamte Bodenfläche der jeweiligen Windregionen bestimmt. Im zweiten Schritt wurden nicht verfügbare Flächen abgezogen. Darunter fallen insbesondere Siedlungs-, Verkehrs- und Wasserflächen, Wälder, Naturschutzgebiete und Nationalparks. Zusätzlich wurden Flächen mit geringeren jahresdurch-

⁶⁶ Gemäß BWE (2009) ist der Parkwirkungsgrad definiert als Verhältnis zwischen dem tatsächlichen Energieertrag des Windparks und dem theoretisch maximalen Energieertrag (Ertrag einer unverschatteten Anlage multipliziert mit der Anzahl der Anlagen). Neben dem Abstand zwischen den WEAs hängt der Parkwirkungsgrad zusätzlich von den Umgebungsverhältnissen, der mittleren Windgeschwindigkeit und der Häufigkeitsverteilung der Windrichtung ab. Er liegt in der Regel zwischen 85 und 97%.

schnittlichen Windgeschwindigkeiten als 6 m/s in einer Höhe von 100 m abgezogen, welche aufgrund des geringen Windenergieertrages nicht wirtschaftlich sinnvoll nutzbar sind.⁶⁷ In einem dritten Schritt wurden die potenziell verfügbaren Flächen um diejenigen Flächen bereinigt, die in einer Nutzungskonkurrenz zu WEAs stehen, wie bspw. Landschaftsschutz.

In Abbildung 4-4 sind die verfügbaren Flächen für die modellierten Länder als Anteile an der gesamten jeweiligen Landesflächen dargestellt.⁶⁸

ABBILDUNG 4-4: FLÄCHENPOTENZIALE FÜR WIND ONSHORE IM LORELEI-MODELL



Quelle: Eigene Berechnungen nach EuroWind (2008).

⁶⁷ Die Daten basieren auf EuroWind (2008).

⁶⁸ Die Potenzialflächen sind im LORELEI-Modell in der Einheit km² hinterlegt.

4.2.1.4 Energieertrag

Zur Berechnung des Energieertrags der jeweiligen Technologieklassen und Subregionen wurde auf eine Datenbank der EuroWind GmbH⁶⁹ zurückgegriffen. Diese beinhaltet ein- bis dreistündliche Windganglinien⁷⁰ sowie Angaben zu Rauigkeit⁷¹, Temperatur und Luftdichte der einzelnen Subregionen. Zunächst wurden die in einer Höhe von 10 m gemessenen Windganglinien genutzt und auf die jeweiligen Nabenhöhen der einzelnen Technologieklassen auf Basis folgender Formel skaliert:

$$v_{h,wt} = v_h^{REF} \frac{\ln\left[\frac{h_{wt}}{z}\right]}{\ln\left[\frac{h^{REF}}{z}\right]} \quad (4-1)$$

Die Windgeschwindigkeit einer Stunde und Technologieklasse $v_{h,wt}$ ergibt sich aus der Windgeschwindigkeit der gemessenen Referenzhöhe v_h^{REF}

⁶⁹ EuroWind (2008).

⁷⁰ Windganglinien sind zeitlich aufeinanderfolgende Windgeschwindigkeiten an einem bestimmten Standort.

⁷¹ Mit der Rauigkeit eines Standortes misst man die Bodenreibung, welche die Windgeschwindigkeiten in niedrigeren Luftschichten der Atmosphäre beeinflusst. So weisen bspw. Wälder und Siedlungen eine hohe Bodenreibung und damit auch Rauigkeit auf, da der Wind an diesen Standorten durch die Oberflächenstruktur stark abgebremst wird. Wasserflächen oder Wiesen mit niedrigem Gras weisen hingegen eine niedrige Rauigkeit auf (vgl. Kaltschmitt, M. et al. (2006)).

sowie der Nabenhöhe der Technologieklasse h_{wt} , der Messhöhe des Referenzstandortes h^{REF} und der Rauigkeit z .

Um den entsprechenden Windenergieertrag aus den ein- bzw. dreistündlichen Windganglinien je Technologieklasse zu berechnen, sind folgende Schritte erforderlich:

Zunächst wird die im Wind enthaltene Leistung auf Basis folgender Gleichung abgebildet:

$$P = \frac{F}{2} \rho v^3 \quad (4-2)$$

Dabei ist die Windleistung P proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v . Zudem ist die Windleistung von der durchströmenden Fläche F (Rotorkreisfläche) und der Luftdichte ρ abhängig.

Die Leistung des Windes kann durch eine WEA nicht vollständig genutzt werden, da der Wind nicht auf null abgebremst werden kann.⁷² Die Leistung, die eine WEA tatsächlich nutzen kann wird durch den sogenannten Leistungsbeiwert bestimmt. Dieser ist der Quotient aus der genutzten Windleistung und der Windleistung vor dem Auftreffen auf den WEA-Rotor.

⁷² Je mehr kinetische Energie dem Wind von einer WEA entzogen wird, desto stärker wird sie abgebremst. Würde dem Wind die gesamte Leistung entzogen, so würde hinter dem Rotor kein Wind mehr nachströmen, was physikalisch nach dem Betz'schen Gesetzes nicht möglich ist. (vgl. BWE [2010], Kapitel 4).

Der theoretisch maximale Leistungsbeiwert liegt nach dem Betz'schen Gesetz⁷³ bei rund 59%.

Somit ergibt sich die Leistung einer WEA P mit der Windgeschwindigkeit v durch die Windleistung (siehe Formel (4-2)) multipliziert mit dem Leistungsbeiwert cp_v , welcher wiederum von der Windgeschwindigkeit v abhängt:

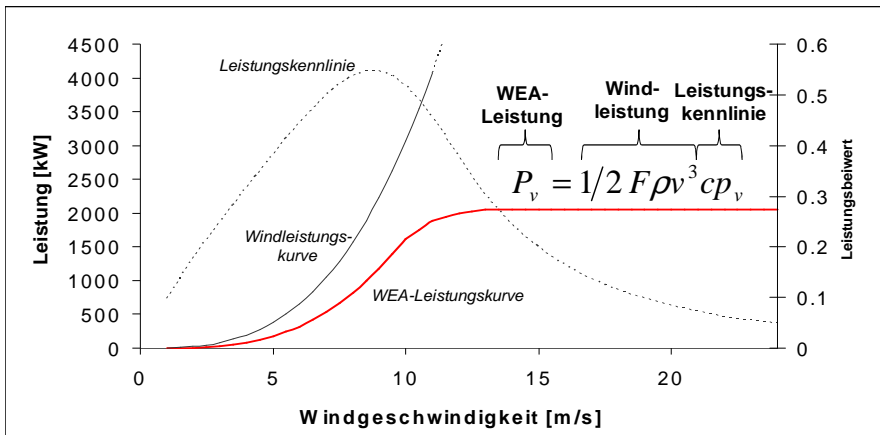
$$P_v = \frac{F}{2} \rho v^3 cp_v \quad (4-3)$$

Der Leistungsbeiwert cp_v einer WEA ist für alle auftreffenden Windgeschwindigkeiten unterschiedlich.⁷⁴ Die Betrachtung aller Windgeschwindigkeiten wird Leistungskennlinie genannt. Die genannten Zusammenhänge sind in Abbildung 4-5 dargestellt.

ABBILDUNG 4-5: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER BESTIMMUNG DER LEISTUNG EINER WEA

⁷³ Das Betz'sche Gesetz besagt, dass höchstens 16/27 bzw. 59% der kinetischen Energie des Windes in mechanische Energie umgewandelt werden kann (vgl. Betz, A. (1994)).

⁷⁴ Aufgrund der verschiedenen Bauarten gibt es verschiedene Begrenzungen. Je nach Windgeschwindigkeit können die Rotorblätter überhaupt starten oder bei zu hoher Windgeschwindigkeit müssen die Anlagen ausgeschaltet werden, um technische Defekte zu verhindern (vgl. BWE (2010), Kapitel 4).



Quelle: Eigene Darstellung.

Dabei zeigt sich, dass die Windleistung mit der Windgeschwindigkeit überproportional steigt (Graph Windleistungskurve). Die Leistungskennlinie einer WEA steigt mit zunehmender Windgeschwindigkeit an und sinkt ab einem bestimmten Leistungsbeiwert wieder ab.⁷⁵ Aufgrund einer gewissen Anlaufgeschwindigkeit, die für den Betrieb von WEA notwendig ist (Einschaltgeschwindigkeit), wird bei einer Windgeschwindigkeit von weniger als 2-3 m/s (abhängig von der WEA) kein Strom erzeugt. Ab einer Windgeschwindigkeit von 25 m/s wird die WEA typischerweise abgeschaltet um mechanische Störungen zu vermeiden. Auf Basis der beiden beschriebenen

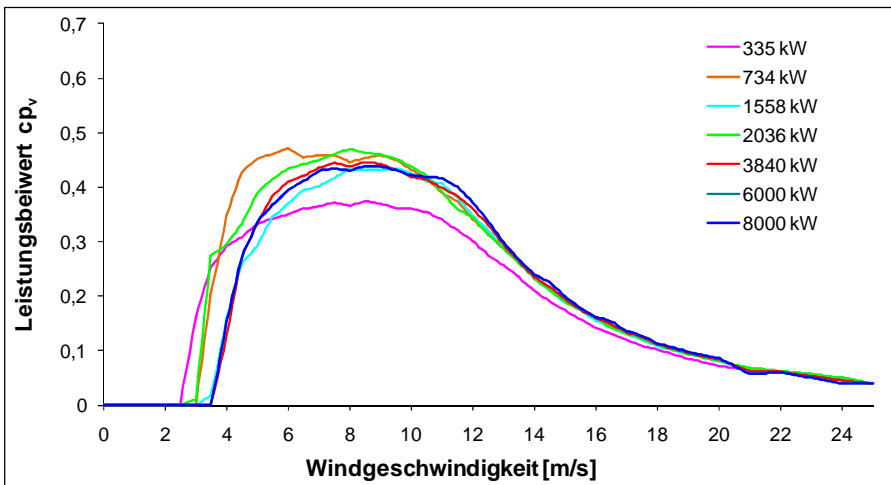
⁷⁵ Die Leistungsbeiwerte können die WEA-Hersteller bis zu einem gewissen Grad selbst bestimmen. Diese Flexibilität nutzen sie, um Windenergieanlagen für typische Geländetypen und eine bestimmte Nabenhöhe zu entwickeln. Somit existieren für verschiedene Geländetypen und Nabenhöhen unterschiedliche optimale WEA mit verschiedenen Leistungskennlinien (vgl. im Folgenden BWE (2010), Kapitel 4).

Funktionen der Windleistung sowie der Leistungskennlinie ergibt sich die Leistungskurve der WEA. Es ist ersichtlich, dass die Leistung der Anlage ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit bis zum Erreichen der Abschaltgeschwindigkeit gleich bleibt.

Im Modell wird für jede Technologieklasse dementsprechend eine eigene Leistungskennlinie hinterlegt. Dazu wurden in der Realität gemessene Leistungsbeiwerte einzelner Standorte und WEA-Typen analysiert, nach Technologieklassen zusammengefasst und repräsentative Leistungskennlinien für die einzelnen Technologieklassen entwickelt. Diese sind in Abbildung 4-6 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die älteste abgebildete Anlagengeneration mit einer Leistung von 335 kW zwar eine relativ niedrige Einschaltwindgeschwindigkeit benötigt, im Vergleich zu neueren Anlagen aber geringe Leistungsbeiwerte aufweist. Anlagen der neueren Generation haben maximale Leistungsbeiwerte von 0,44 bis 0,47 bei Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe von 7,5 bis 9,5 m/s. Die Leistungskennlinien der 6.000 kW-WEA und 8.000 kW-WEA werden als identisch unterstellt, weil derzeit keine ausreichende Aussage über die zukünftige Entwicklung der Leistungskennlinien getroffen werden kann.

Auf Basis der bisher dargestellten Zusammenhänge kann für jede Subregion und jede Technologieklasse der ein- bzw. dreistündliche Energieertrag berechnet werden. Um die Auslastung bzw. die Volllaststunden der WEA in den im Modell untersuchten Windregionen zu ermitteln, müssen die stündlichen Energieerträge über ein Jahr aggregiert und durch die Nennleistung der jeweiligen WEA dividiert werden.

ABBILDUNG 4-6: LEISTUNGSKENNLINIEN FÜR ONSHORE-WEA IM MODELL



Quelle: Eigene Berechnungen nach WEA-Herstellerangaben.

Wurden im Rahmen der bisherigen Methodik die Windenergieerträge der Subregionen auf Basis tatsächlich gemessener Windgeschwindigkeiten bestimmt, so wurde zur Bestimmung der Windenergieerträge der detaillierten Windregionen (jede Subregion beinhaltet drei Windregionen) methodisch wie folgt vorgegangen: Die gemessenen stündlichen Windgeschwindigkeiten einer Subregion wurden auf Basis einer Potenzialkarte, in der für die Regionen jahresdurchschnittliche Windgeschwindigkeiten hinterlegt sind, so skaliert, dass die jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten der skalierten Daten wiederum den jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten der Potenzialkarte entsprachen. Somit wurde die stündliche Struktur der Windgeschwindigkeiten (Windganglinie) der ge-

messenen Daten beibehalten und lediglich das Niveau der Windgeschwindigkeiten verändert.⁷⁶

4.2.1.5 Kosten

Die Onshore-WEA-Kosten ergeben sich aus Investitions- und jährlichen Betriebs- und Wartungskosten. Die Zusammensetzung der Investitionskosten für Onshore-WEA sind in Abbildung 4-7 dargestellt.

Herstellerangaben zu den Entwicklungen und dem aktuellen Niveau der Investitionskosten von Onshore-WEA existieren nicht was u.a. daran liegt, dass die Hersteller ihre Anlagen nicht zu einheitlichen Preisen verkaufen. Zudem unterliegen die Investitionskosten von WEA aufgrund des großen Stahlanteils den Weltmarktpreisen für Stahl und sind somit stark volatil.⁷⁷

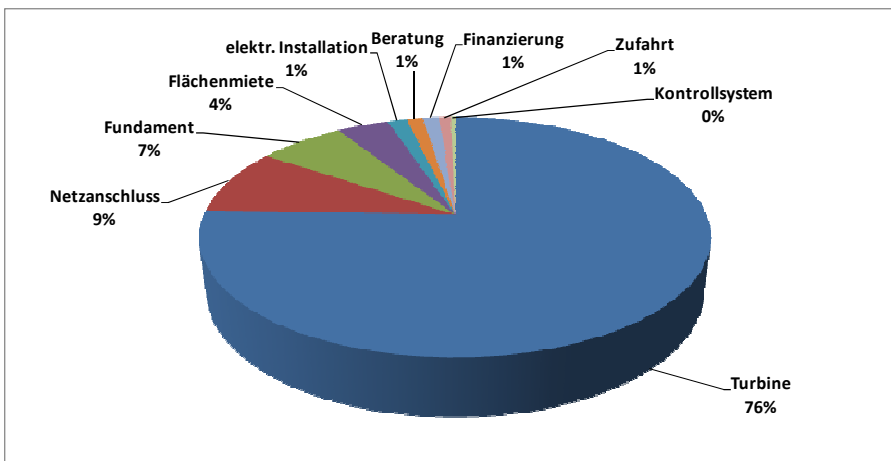
In der Literatur werden durchschnittliche Investitionskosten für typische Onshore-WEA mit einer Nennleistung von 2 MW und einer Nabenhöhe

⁷⁶ Dieses Vorgehen war notwendig, da der Erwerb zusätzlicher Windganglinien einen weiteren enormen finanziellen Aufwand dargestellt hätte. Zur Beantwortung der mit dieser Arbeit verbundenen Fragestellung wird die Methodik als legitim erachtet, da im Rahmen der Modellierung keine Aussagen über einzelne Standorte oder detaillierte Windregionen getroffen werden.

⁷⁷ Laut MEPS International LTD (2009) haben sich die Stahlpreise auf dem Weltmarkt im Jahre 2008 kurzfristig verdoppelt. Zum Ende des Jahres 2008 pendelte sich der Stahlpreis wieder auf dem Niveau des vorherigen Jahres ein. Stahl wird insbesondere für die Turbine und das Fundament in großen Mengen benötigt. Laut Blanco, M.I. (2009) sind die Erzeugungskosten von Windenergie zwischen 2005 und 2008 aufgrund höherer Rohstoffpreise um rund 20% angestiegen. Im Rahmen der Arbeit wird davon ausgegangen, dass der Stahlpreis bis 2030 auf dem Niveau von Ende 2008 konstant bleibt.

niedriger als 100 m zwischen 1.179 €/kW und 1.300 €/kW angegeben.⁷⁸ Für WEA mit einer Nennleistung von mehr als 3 MW und einer Nabenhöhe über 100 m liegen nach Literaturangaben die durchschnittlichen Investitionskosten im Vergleich zu 2-MW-Anlagen rund 20% höher.⁷⁹

ABBILDUNG 4-7: ZUSAMMENSETZUNG DER INVESTITIONSKOSTEN VON ONSHORE-WEA



Quelle: Eigene Darstellung nach EWEA (2009b).

Tabelle 4-4 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten für unterschiedliche WEA-Größen am Beispiel Deutschlands bis zum Jahr 2030. Die Entwicklung der Kosten wurde auf Basis des sogenannten Erfahrungskurven-

⁷⁸ EWEA (2009), Blanco, M.I. (2009), Bremer Landesbank (2007), Deutsche WindGuard (2007).

⁷⁹ Vgl. Deutsche WindGuard (2007).

konzeptes ermittelt.⁸⁰ Dieses Konzept wird häufig im Zusammenhang mit dem technologischen Fortschritt von Erneuerbaren Energien angewandt, sofern die Technologie lange genug am Markt existiert, um die Lernrate abschätzen zu können. Die Lernrate für die Onshore-WEA wird in der Literatur meist mit 5% bis 9% angegeben⁸¹, d. h. dass die Kosten bei einer Verdopplung der hergestellten Kapazität um 5% bis 9% sinken. Im Rahmen des in dieser Arbeit dargestellten Modells wird eine Lernrate von 7% unterstellt.

TABELLE 4-4: ENTWICKLUNG DER ÖKONOMISCHEN PARAMETER VON ONSHORE-WEAS BIS 2030 AM BEISPIEL DEUTSCHLANDS

Jahr	weltweit produzierte WEA-Kapazität	Investitions-kosten	jährliche Betriebs- und Wartungs-kosten	Investitions-kosten	jährliche Betriebs- und Wartungs-kosten
		WEA-Nennleistung: 2 MW		WEA-Nennleistung: 3-8 MW	
	GW	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW _a	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW _a
2009	140	1.220	49	1.460	58
2010	173	1.196	48	1.431	57
2020	740	1.025	41	1.226	49
2030	1.602	939	38	1.124	45

Quelle: Eigene Berechnungen nach GWEC/Greenpeace (2008), Deutsche Windguard (2007), EWEA (2009), Herstellerangaben.

⁸⁰ Für eine detaillierte Beschreibung des Erfahrungskurvenkonzepts vgl. Abschnitt 3.2.1.

⁸¹ So wurde bspw. im Rahmen des von der EU finanzierten Forschungsprojekt EXT00L für deutsche WEA-Hersteller eine Lernrate von 6% und für dänische WEA-Hersteller eine Lernrate von 8% bestimmt (Neij, L. et al. (2003)). Durstewitz, M. et al. (2005) nennt eine Lernrate von 5% für deutsche Anlagenhersteller und gemäß Papineau, M. (2006) liegt die Lernrate von deutschen und dänischen WEAs zwischen 5% und 11%.

Da der Markt für WEA nicht regional begrenzt ist bzw. keine unabhängigen Märkte für WEA existieren, ist zur Bestimmung der Lernrate die weltweit produzierte WEA-Kapazität maßgeblich. Zur Bestimmung der Kostenreduktion wird von einem Zuwachs der weltweit hergestellten WEA-Kapazität von rund 1.600 GW bis 2030 ausgegangen.⁸² Auf Basis der Lernrate von 7% sowie der Annahme bzgl. der Entwicklung der WEA-Kapazitäten ergeben sich die in Tabelle 4-4 aufgezeigten Kostenreduktionen für WEA.

Die Höhe der jährlichen Betriebs- und Wartungskosten wird in der Literatur für WEA mit einer Nennleistung von 2 MW mit rund 2% bis 5% der Investitionssumme angesetzt.⁸³ Im Rahmen dieser Arbeit werden 4% der Investitionssumme unterstellt. Der Anteil der jährlichen Betriebs- und Wartungskosten an den Investitionskosten der WEA wird innerhalb des Betrachtungszeitraums als unverändert unterstellt, da zu erwarten ist, dass diese Kosten aufgrund längerer Haltbarkeit einzelner Komponenten zukünftig mit dem technologischen Fortschritt sinken werden.

In den vorangegangenen Absätzen wurde die im Modell unterstellte Entwicklung der Investitionskosten am Beispiel Deutschlands erläutert. Diese Kosten sind jedoch innerhalb der im Modell abgebildeten Länder der EU-

⁸² Die unterstellte Entwicklung der weltweit hergestellten WEA-Kapazität orientiert sich am Szenario „moderate“ des „Global Wind Energy Outlook“ (GWEC/Greenpeace (2008)). Im Szenario „moderate“ wird davon ausgegangen, dass die bisher implementierten oder geplanten Förderpolitiken für Erneuerbare Energien weltweit bestehen bleiben und dass die Ausbauziele der einzelnen Länder erreicht werden.

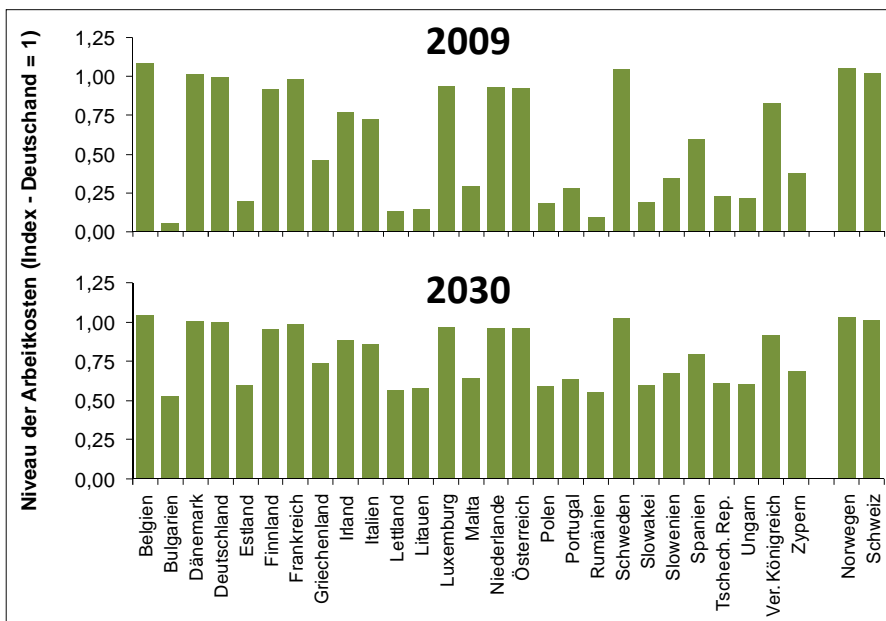
⁸³ Gemäß BMU (2007) liegen die Betriebs- und Wartungskosten in der ersten Dekade bei 45€/kWa und in der zweiten Dekade erhöhen sie sich aufgrund vermehrten Wartungsaufwands auf 54 €/kW. Laut EWEA (2009) betragen diese Kosten je nach Anlagenalter jährlich zwischen 2 und 5% der gesamten Investitionskosten.

27++ nicht identisch. Vielmehr ist ein Teil der Investitionskosten von dem jeweiligen Niveau der Arbeitskosten des jeweiligen Landes abhängig. Im Rahmen des Modells wird angenommen, dass 10% der Investitionskosten einer WEA vom Arbeitskostenniveau eines Landes abhängen. Dieser Anteil umfasst im Wesentlichen Kosten für das Fundament, die Netzanbindung sowie die Flächenmiete. Die restlichen 90% der Investitionskosten werden als länderunabhängig unterstellt.

In der oberen Grafik der Abbildung 4-8 ist für die betrachteten Länder das Niveau der Arbeitskosten für 2009 dargestellt.⁸⁴

ABBILDUNG 4-8: ENTWICKLUNG DES NIVEAUS DER ARBEITSKOSTEN IN DEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN IM LORELEI-MODELL

⁸⁴ Im Rahmen dieser Arbeit wird vereinfacht von einer identischen Produktivität des Faktors Arbeit in den einzelnen Mitgliedsstaaten der EU ausgegangen.



Quelle: Eigene Berechnungen nach Eurostat (2010).

Demnach existiert ein erhebliches Gefälle zwischen den Arbeitskosten der alten EU-Mitglieder und den neuen Beitrittsstaaten. Zukünftig wird von einer Angleichung der unterschiedlichen Niveaus ausgegangen (vgl. untere Grafik von Abbildung 4-8).⁸⁵

Auf Basis der dargestellten Energieerträge und Investitions- sowie Betriebs- und Wartungskosten für Onshore-WEA können die Stromge-

⁸⁵ Im Rahmen der Analyse wird davon ausgegangen, dass sich die Differenzen des Niveaus der Arbeitskosten bis zum Jahr 2030 halbieren werden.

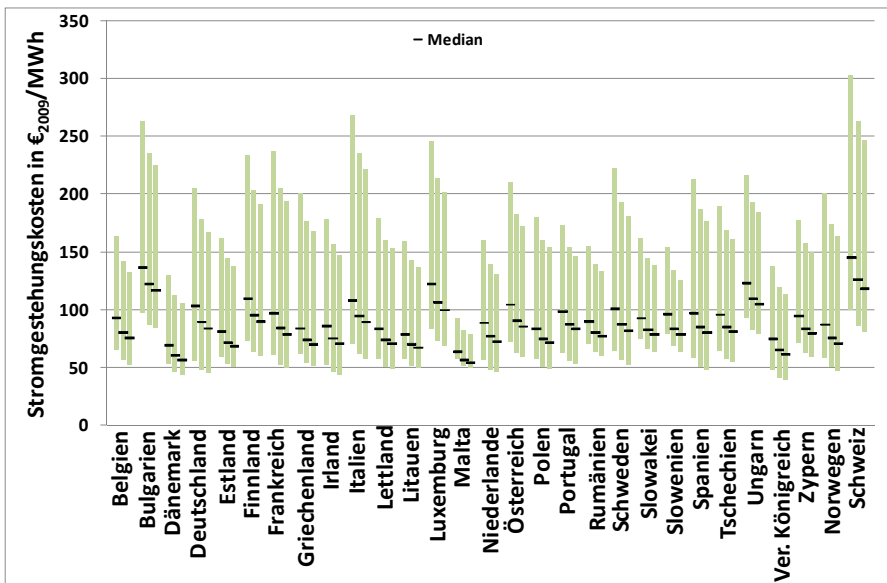
stehungskosten⁸⁶ dieser Technologie für die einzelnen Länder abgeleitet werden. In Abbildung 4-9 sind die Korridore der Stromgestehungskosten für Wind Onshore in den einzelnen Ländern für das Jahr 2009 aufgezeigt.⁸⁷ Dabei zeigt sich zum einen, dass die einzelnen Länder insbesondere aufgrund verschiedener Windpotenziale sehr unterschiedliche Stromgestehungskosten aufweisen. So haben Inselstaaten wie das Vereinigte Königreich, Irland und Malta sowie Länder mit einer flachen Geländestruktur wie Dänemark sehr gute Windbedingungen und daher auch niedrige Stromgestehungskosten. Länder mit vielen Gebirgszügen wie bspw. die Schweiz, Bulgarien, Luxemburg und Ungarn sind bezüglich der Windenergie hingegen benachteiligt.

Die teilweise recht großen Kostenkorridore in den einzelnen Ländern resultieren durch die unterschiedlichen Windbedingungen in den abgebildeten Windregionen innerhalb eines Landes. Der Median – also diejenigen Stromgestehungskosten, die sich in der Mitte der Verteilung befinden – liegt für die meisten Länder zwischen 50 und 100 €₂₀₀₉ je MWh.

ABBILDUNG 4-9: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON WIND ONSHORE IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)

⁸⁶ Stromgestehungskosten bilden die Vollkosten der Stromerzeugung ab und werden in der Einheit €/MWh gemessen.

⁸⁷ Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten wurde ein Zinssatz von 7,5% sowie eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren unterstellt. Zudem basieren die Kosten auf einer WEA mit einer Nennleistung von 2 MW.



Quelle: Eigene Berechnungen.

4.2.2 Wind Offshore

Windenergieanlagen auf dem Meer (Offshore) werden erst seit wenigen Jahren betrieben. Nach mehreren Pilotprojekten in Dänemark, den Niederlanden und Schweden werden seit dem Jahr 2000 auch kommerzielle Projekte realisiert. Ende des Jahres 2009 wurden in Europa Offshore-WEAs mit einer insgesamt installierten Kapazität von rund 2 GW betrieben. Wurden die ersten Anlagen im Wesentlichen küstennah in geringer Wassertiefe errichtet, so werden zunehmend maritime Standorte mit einer größeren Wassertiefe und höherer Küstenentfernung zugebaut. Diese Gebiete haben zwar den Vorteil, dass die Windgeschwindigkeiten dort höher und die Zielkonflikte für großflächige Windparks im Vergleich zu Wind Onshore-

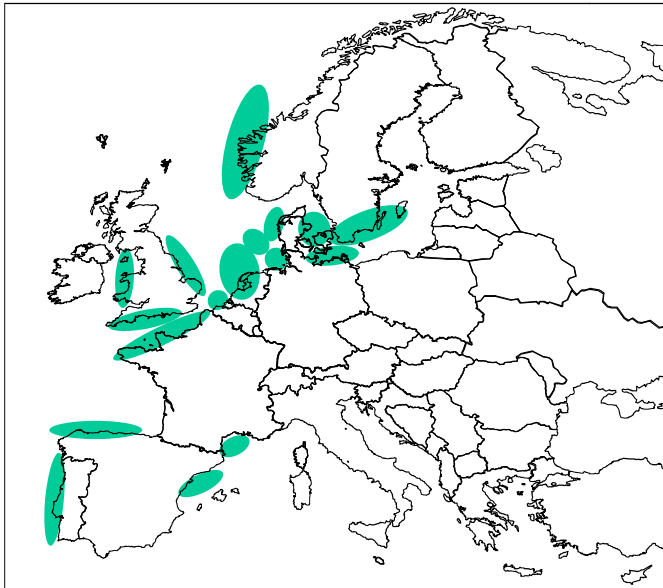
Standorten niedriger sind, jedoch nehmen die technischen und logistischen Herausforderungen mit zunehmender Küstenentfernung und Wassertiefe zu.

Im Folgenden wird die Bestimmung der für das Modell relevanten Wind Offshore-Parameter erläutert.

4.2.2.1 Einteilung in Windregionen

Im Rahmen des Modells wurden europäische Meeresgebiete in Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, den Niederlanden, Norwegen, Portugal, Schweden, Spanien und dem Vereinigten Königreich berücksichtigt (vgl. grün gefärbte Flächen in Abbildung 4-10).

ABBILDUNG 4-10: EINTEILUNG DER LÄNDER IN WINDREGIONEN FÜR WIND OFFSHORE (SCHEMATISCH)



Quelle: Eigene Darstellung nach EuroWind (2008).

Die Unterteilung der Länder in Windregionen für den Offshore-Bereich erfolgt analog zu Wind Onshore auf Basis regionaler Windbedingungen. Insgesamt entstanden 16 Windregionen, welche sich bzgl. der Windbedingungen, der Flächenpotenziale sowie der Kosten aufgrund verschiedener Meerestiefen und Küstenentfernungen unterscheiden.

4.2.2.2 Einteilung in Technologieklassen

Im Modell existieren drei Technologieklassen für Wind Offshore. Für Bestandsanlagen wird eine übliche Anlagenklasse mit einer Nennleistung von 3,6 MW unterstellt. Ab 2010 können alternativ Offshore-WEA mit einer

Nennleistung von 5 MW zugebaut werden.⁸⁸ Für die Zukunft wird eine weitere technologische Weiterentwicklung unterstellt. Ab 2020 sind im Rahmen des Modells Offshore-WEA mit einer Nennleistung von 8 MW verfügbar.⁸⁹

Tabelle 4-5 stellt die technischen Parameter für die drei im Modell berücksichtigten Offshore-WEAs (windtech_1 bis windtech_3) dar. Im Vergleich zu den Onshore-WEAs zeigt sich, dass im Offshore-Bereich eine niedrigere Nabenhöhe bei gleicher Nennleistung erforderlich ist. Dies resultiert aus der geringen Rauigkeit auf dem Meer, wodurch die Windbedingungen bereits in vergleichsweise niedriger Höhe ausreichend sind. Zudem ist der Flächenbedarf einer einzelnen Offshore-WEA im Vergleich zu Onshore-WEAs bei gleicher Leistung aufgrund des größeren Einflusses der Abschattungseffekte höher. Laut EuroWind (2008) beträgt der Flächenbedarf etwa dem Quadrat des 7-fachen Rotordurchmessers.

TABELLE 4-5: TECHNISCHE MODELLPARAMETER FÜR OFFSHORE-WEA

⁸⁸ Bereits heute werden einzelne Offshore-WEA mit einer Leistung von 5 MW installiert. So basiert bspw. der Windpark „Alpha Ventus“ in Deutschland auf dieser Anlagenleistung.

⁸⁹ Aus heutiger Sicht ist die technologische Weiterentwicklung der WEA noch mit großen Unsicherheiten verbunden. Insbesondere der Transport und die Errichtung der Türme sowie der Rotorblätter stellen die Betreiber solcher Anlagen bereits heute vor große Herausforderungen. Es wird unterstellt, dass bis 2020 ein Logistiksystem entwickelt wird, was den Transport und den Aufbau einer 8-MW-WEA mit den in Tabelle 4-5 dargestellten Parametern auf dem Meer ermöglicht.

WEA-Technologie	durchschnittliche WEA-Nennleistung	durchschnittliche Nabenhöhe	durchschnittliche Rotor-kreisfläche	Flächenbedarf einer einzelnen WEA	früheste Zubau-möglichkeit
	kW	m	m ²	km ²	Jahr
windtech_1	3.600	80	8.992	0,561	2009
windtech_2	5.000	90	11.310	0,659	2010
windtech_3	8.000	110	18.869	0,893	2020

Quelle: Eigene Berechnungen nach EuroWind (2008).

4.2.2.3 Potenziale

Zur Bestimmung der Flächenpotenziale für Offshore-WEAs wurden die Meeresflächen der untersuchten Regionen zunächst auf Basis von europäischen Seebodenprofilen⁹⁰ in Flächen mit einer Meerestiefe von unter 20 m und einer Meerestiefe zwischen 20 und 40 m eingeteilt. Diese Flächen stehen nur bedingt für Windenergienutzung zur Verfügung. Ein Großteil der Fläche unterliegt alternativen Nutzungsformen wie bspw. Schifffahrt, Naturschutz, militärischer Nutzung, Landschaftsschutz oder Tourismus.⁹¹ Im Rahmen des Modells wurde unterstellt, dass für Meerestiefen kleiner als 20 m lediglich 2% der Fläche für Windenergienutzung verfügbar sind.⁹²

⁹⁰ Die Daten zu den Seebodenprofilen basieren auf einer Datenbank des US Department of Commerce (vgl. Czisch, G. (2002)).

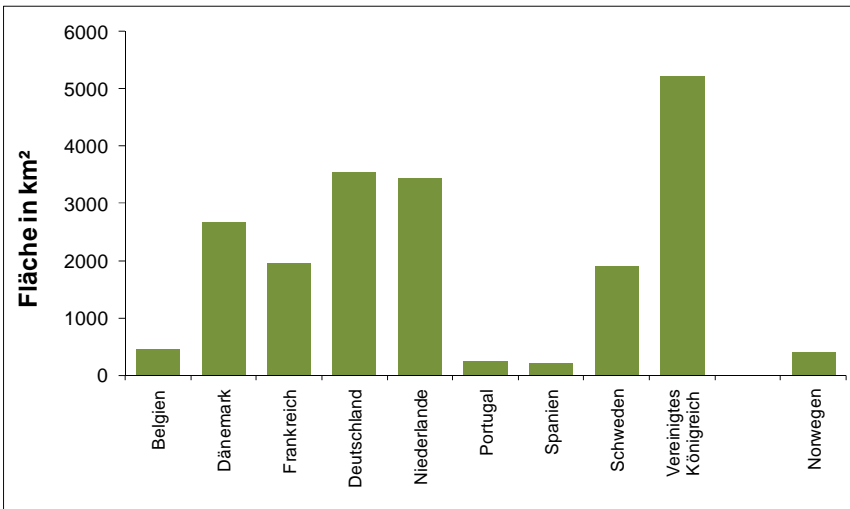
⁹¹ Vgl. bspw. EEA (2009).

⁹² Für die Ostsee wurde unterstellt, dass lediglich 1% der Fläche mit Meerestiefen von weniger als 20 m für die Windenergie nutzbar ist. Dieses liegt daran, dass sich in der Ostsee mehrere Inseln befinden, zu deren Küsten die Windenergieparks genügend Abstand einhalten müssen. Zudem befindet sich in dem betrachteten Bereich der Ostsee eine Vielzahl von Schifffahrtsrouten.

Für Meerestiefen zwischen 20 und 40 m werden 9,5% der Fläche als für die Windenergie nutzbar angesetzt.⁹³

In Abbildung 4-11 sind die im Rahmen des LORELEI-Modells verfügbaren Flächenpotenziale für Offshore-WEA für die einzelnen Länder aufgezeigt.

ABBILDUNG 4-11: FLÄCHENPOTENZIALE FÜR WIND OFFSHORE



Quelle: Eigene Berechnungen nach Czisch, G. (2002), EEA (2009).

⁹³ In EEA (2009) wird eine ähnliche Vorgehensweise bei der Bestimmung der Flächenpotenziale für Offshore-WEA gewählt. Dort wird unterstellt, dass für Küstenentfernungen von weniger als 10 km 4% der Fläche, für Küstenentfernungen von 10 bis 50 km 10% und für Küstenentfernungen von mehr als 50 km 25% der Meeresfläche für Offshore-WEA genutzt werden kann.

Es zeigt sich, dass insbesondere an die Nordsee angrenzende Länder wie das Vereinigte Königreich, die Niederlande, Deutschland und Dänemark über große nutzbare Flächen verfügen.

Dies ist insbesondere der Tatsache geschuldet, dass ein großer Teil der Nordsee Meerestiefen von weniger als 40 m aufweist. Die spanische und portugiesische Atlantikküste ist hingegen relativ tief, so dass dort nur wenig Potenzial zur Errichtung von WEAs existiert. Für das Mittelmeer wurde lediglich der Golf von Lyon sowie der Golf von Valencia berücksichtigt, welche beide vergleichsweise gute Windbedingungen vorweisen können. Insgesamt liegt das hier unterstellte Flächenpotenzial für Offshore-WEA bei rund 20.000 km².

4.2.2.4 Energieertrag

Die Methodik zur Berechnung des Energieertrages wird analog zu Wind Onshore durchgeführt (vgl. Abschnitt 4.2.1). Als Grundlage dienen die für jede Windregion von EuroWind⁹⁴ zur Verfügung gestellten Windganglinien in 6-stündlicher Auflösung sowie Daten zu Rauigkeit, Temperatur und Luftdichte.

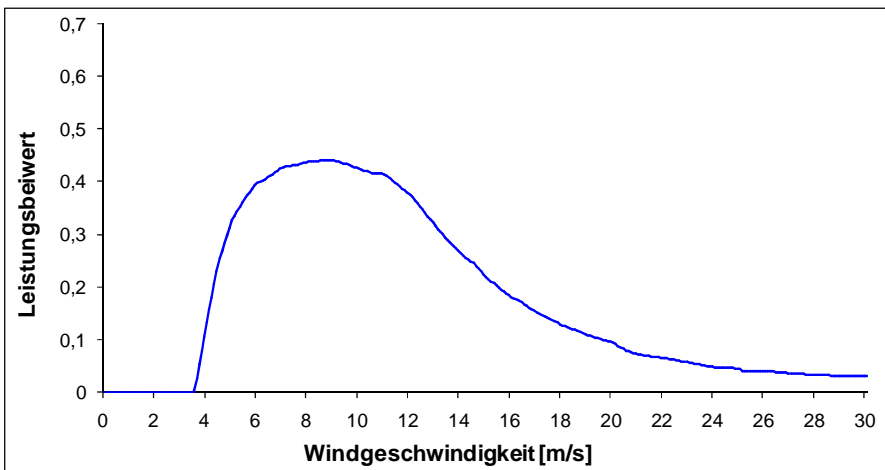
Die verfügbaren Windganglinien wurden zunächst auf die jeweiligen Nabenhöhen skaliert. Für die Offshore-Technologien wird eine repräsentative Leistungskennlinie hinterlegt, welche in Abbildung 4-12 dargestellt ist.⁹⁵

⁹⁴ EuroWind (2008).

⁹⁵ Im Rahmen des Modells wird für die drei Offshore-Technologieklassen eine einheitliche Leistungskennlinie berücksichtigt, da derzeit keine ausreichende Aussage über die zukünftige Entwicklung der Leistungskennlinien im Offshore-Bereich getroffen werden kann. Für die in dieser Arbeit zu analysierende Fragestellung sind die Auswirkungen einer sich zukünftig verändernden Leistungskennlinie vernachlässigbar.

Demnach liegt die Abschaltgeschwindigkeit von 30 m/s im Vergleich zu Onshore-WEA um 5 m/s höher. Die Umrechnung der Windgeschwindigkeiten in Energieerträge erfolgte analog zur Bestimmung der Windenergieerträge von Onshore-WEAs (vgl. Kapitel 4.2.1).

ABBILDUNG 4-12: LEISTUNGSKENNLINIE FÜR OFFSHORE-WEA IM LORELEI-MODELL



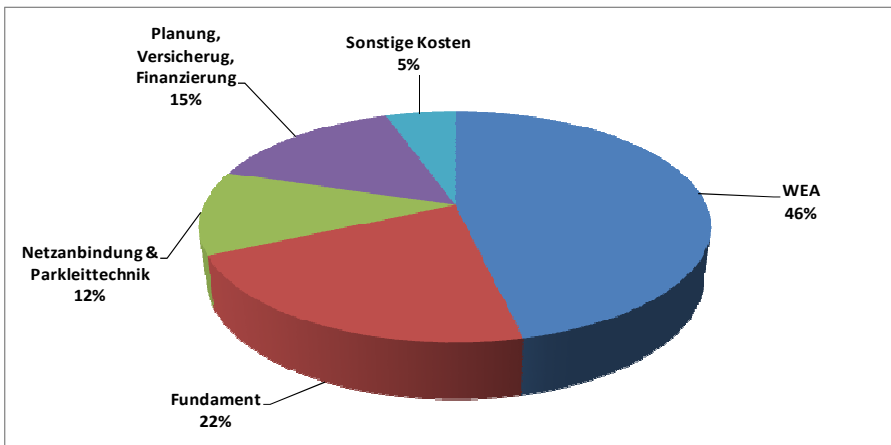
Quelle: Eigene Berechnungen nach WEA-Herstellerangaben.

4.2.2.5 Kosten

Die Struktur der Investitionskosten für Offshore-WEAs unterscheidet sich im Vergleich zu Onshore-WEAs dadurch, dass bei insgesamt deutlich höheren Investitionskosten der Anteil der WEA selbst bei lediglich rund 46% liegt (vgl. Abbildung 4-13). Aufgrund der Errichtung in Wassertiefen von

mehreren Metern ist der Kostenblock für das Fundament mit 22% deutlich höher.⁹⁶

ABBILDUNG 4-13: ZUSAMMENSETZUNG DER INVESTITIONSKOSTEN VON OFFSHORE-WEA (NENNLEISTUNG 5 MW, Wassertiefe: 30 M)



Quelle: Eigene Berechnungen nach ZSW et al. (2007).

Die Kosten für die Planung, Versicherung und Finanzierung solcher Projekte werden mit einem Anteil von 15% angesetzt. Dieses ist der Tatsache geschuldet, dass Investitionen in Offshore-Windenergieprojekte als sehr unsicher gelten. Zum einen können zum jetzigen Zeitpunkt noch keine ausreichenden Prognosen bezüglich der technischen Lebensdauer sowie der

⁹⁶ Die Kosten für das Fundament sind abhängig von der Art des Fundaments (z.B. Tripod, Jacket, Monopile) sowie des Bodenuntergrunds. Im Rahmen des Modells werden die Kosten des Fundaments je nach Meerestiefe unterschieden. Die dazugehörigen Annahmen werden im Folgenden dargestellt.

tatsächlichen Auslastung bzw. Verfügbarkeit solcher Anlagen getroffen werden⁹⁷. Zum anderen stellt die Errichtung der WEA die Planer und Betreiber vor enorme logistische Herausforderungen, da die Wetterbedingungen nicht immer einen Aufbau zulassen.⁹⁸ Im Vergleich zu den aufgrund des relativ engmaschigen Stromnetzes auf dem Land niedrigen Netzanschlusskosten bei Onshore-WEAs ist der Kostenanteil der Netzanbindung für Offshore-WEAs deutlich höher. Zum einen muss ein zusätzliches Umspannwerk auf See errichtet werden, um den von den WEAs erzeugten Strom der Ausgangsspannung von 30 kV auf die notwendige Transportspannung von 110 kV zu transformieren. Zum anderen ist ein Stromkabel vom Umspannwerk zu einem Anschlusspunkt an Land notwendig.

In Tabelle 4-6 sind die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für Offshore-WEAs dargestellt.⁹⁹ Im Rahmen des Modells werden neben unterschiedlichen Leistungsklassen zusätzlich unterschiedliche Standorte der Windparks berücksichtigt, die sich je nach Entfernung zur Festlandküste

⁹⁷ So musste bspw. im Jahre 2004 der gesamte Windpark „Horns Rev“ an der dänischen Westküste aufgrund von Transformator- und Generatorschäden durch feuchtsalzigen Seeluft abmontiert, an Land transportiert und repariert werden (vgl. Franken, M. et al. (2004).

⁹⁸ So wurde die Inbetriebnahme der ersten WEAs des Offshore-Parks „Alpha Ventus“ mehrfach verschoben, da schlechte Wetterbedingungen das Aufstellen der Fundamente über mehrere Wochen verzögerte. Zum Positionieren und Verankern der rund 700 Tonnen schweren und rund 45 Meter hohen Fundamente auf dem Meeresgrund werden bspw. vier aufeinanderfolgende Tage mit ruhiger See benötigt (vgl. alpha ventus (2009)).

⁹⁹ Derzeit betriebene Offshore-WEAs in Europa haben in der Regel eine Nennleistung von 3,6 MW. Die aktuell geplanten Offshore-Parks werden überwiegend mit 3,6- oder 5-MW-WEAs betrieben.

sowie Meerestiefe unterscheiden. Für jede der 16 hinterlegten Windregionen wird ein typischer Standort definiert, der nach Investitions- sowie Betriebs- und Wartungskosten der Offshore-WEA differenziert wird. In Tabelle 4-6 sind die minimalen und maximalen im Modell berücksichtigten Investitionskosten beispielhaft für unterschiedliche Meerestiefen dargestellt. Die Bandbreiten ergeben sich einerseits aufgrund unterschiedlicher Entfernungen zur Küste. Mit zunehmender Entfernung besteht generell zusätzlicher Aufwand, welcher mit steigenden Investitionskosten verbunden ist. Zum anderen wird die Kostenbandbreite durch eine detailliertere Auflösung der Meerestiefen bestimmt. Im Durchschnitt liegen die Investitionskosten für Offshore-WEAs im Vergleich zu Onshore-WEAs etwa um den Faktor 2 höher. Aufgrund des größeren Aufwands von Kontrollen und Reparaturen an WEAs auf dem Meer liegen die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten ebenfalls deutlich über denjenigen von Onshore-WEAs.

TABELLE 4-6: ENTWICKLUNG DER ÖKONOMISCHEN PARAMETER VON OFFSHORE-WEAS BIS 2030

Jahr	weltweit produzierte WEA- Kapazität	Investitionskosten für WEA mit Meerestiefe < 20 m		Investitionskosten für WEA mit Meerestiefe > 20 m		jährliche Betriebs- und Wartungs- kosten
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
	GW	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kWa
2009	2,5	2.351	2.504	2.562	3.442	94 - 138
2010	5	2.236	2.381	2.437	3.273	89 - 131
2020	65	1.877	1.999	2.046	2.748	75 - 110
2030	196	1.748	1.862	1.905	2.559	70 - 102

Quelle: Eigene Berechnungen nach IEA (2009), EEA (2009), KPMG/ WWV (2007), ZSW et al. (2007).

Für die Entwicklung der Kosten wird unterstellt, dass diese mit jeder Verdopplung der weltweit produzierten Kapazität um 7% sinken.¹⁰⁰ Für die weltweit hergestellte Offshore-WEA-Kapazität wird angenommen, dass diese bis zum Jahr 2030 auf 196 GW zunimmt.¹⁰¹ Wird unterstellt, dass die Lernrate lediglich für die WEA selbst sowie das Fundament besteht, so resultieren daraus Kostensenkungen von rund 25% bis 2030. Da davon ausgegangen werden kann, dass der Zubau von Offshore-WEA in Europa Einfluss auf die Kostenentwicklung haben wird, muss die weltweite Kapazitätsentwicklung von Offshore-WEAs je nach Szenario angepasst werden.¹⁰²

Für Deutschland wurden die Investitionskosten um den Kostenanteil der Netzanbindung an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt an der Küste bis zum Jahr 2011 reduziert. Dies liegt darin begründet, dass der Gesetzgeber in Deutschland im Rahmen des sog.

¹⁰⁰ Derzeit existieren aufgrund der geringen Erfahrungswerte noch keine belastbaren Abschätzungen zur Entwicklung der Kosten für Offshore-WEA. Im Rahmen dieser Arbeit wurde daher eine Lernrate von 7% unterstellt, was zu einer Entwicklung des Kostenniveaus führt, welches auch in anderen Studien angesetzt wird (vgl. bspw. GWEC (2008)).

¹⁰¹ Die Erstellung einer Prognose für die weltweite Kapazitätsentwicklung bis 2030 ist generell mit sehr großen Unsicherheiten verbunden. Die bisher geringen Erfahrungswerte im WEA-Offshore-Zubau verstärkt diese Unsicherheit. Die Zubauprognose für Offshore-Windenergieanlagen im Rahmen dieser Untersuchung basiert auf IEA (2009).

¹⁰² Im Rahmen des LORELEI-Modells bleibt der außereuropäische Zubau von Offshore-WEAs in allen Szenarien gleich. Dieser wird bis 2030 mit 100 GW unterstellt. Die Entwicklung der Offshore-Kapazitäten in Europa ist abhängig von der finanziellen Förderung dieser Technologie. Durch die Anpassung der Förderbedingungen in den einzelnen Szenarien wird sich auch die Entwicklung des Offshore-Zubaus und somit die Entwicklung der Kosten anpassen.

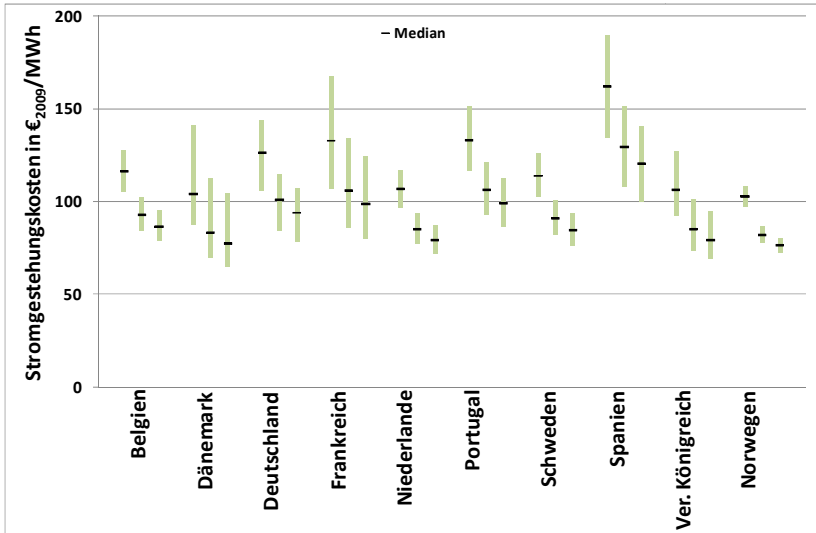
Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes¹⁰³ die Übertragungsnetzbetreiber der jeweils zuständigen Regelzone verpflichtet hat, die Kosten für die Kabelleitungen vom Umspannwerk zum Netzanschlusspunkt an der Küste zu tragen.¹⁰⁴ Für deutsche Offshore-Windparks, welche nach 2011 in Betrieb gehen sowie alle anderen europäischen Offshore Windparks sind die Netzanschlusskosten in den Investitionskosten bereits berücksichtigt.

Bei Betrachtung der in Abbildung 4-14 dargestellten Stromgestehungskosten für die im Modell abgebildeten europäischen Offshore-Regionen zeigt sich, dass die Windenergie auf dem Meer im Vergleich zum Landesinneren mit deutlich höheren Kosten verbunden ist. Es wird mit 4.000 Volllaststunden zwar eine deutlich höhere Auslastung erreicht, die Investitions- sowie die Betriebs- und Wartungskosten von Offshore-WEAs übertreffen die Kosten der WEAs an Land aber deutlich. Derzeit liegen die Stromgestehungskosten in den betrachteten Ländern mit Ausnahme Spaniens zwischen 100 und 150 €/2009/MWh. Demnach liegen die besten Offshore-Standorte in Dänemark, den Niederlanden, Schweden, dem Vereinigten Königreich und in Norwegen. Bis 2030 wird unterstellt, dass die Stromgestehungskosten aufgrund des technologischen Fortschritts zumeist auf unter 100 €/2009/MWh sinken.

¹⁰³ Bundesgesetzblatt (2006).

¹⁰⁴ Der Gesetzgeber wollte mit diesem Gesetz eine koordinierte Netzplanung ermöglichen. So planten vor Inkrafttreten des Gesetzes die Projektentwickler der Offshore-Parks separate Kabeltrassen und Netzanschlusskonzepte. So sind ggf. eine Bündelung der Anschlüsse der Windparks auf dem Meer und ein konzentrierter Transport der Energie an Land wirtschaftlicher. Das Gesetz gilt jedoch nur für Offshore-Anlagen, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2011 begonnen wurde.

ABBILDUNG 4-14: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON WIND OFFSHORE IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)



Quelle: Eigene Berechnungen.

4.2.3 Biomasse

Die Biomasse stellt aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Biomassetechnologien, Anlagengrößen und Brennstoffe eine modelltechnische Herausforderung dar. Um die verschiedenen Technologiealternativen ausreichend abbilden zu können, bedarf es einer umfangreichen Datenbank, in welcher neben den technischen und wirtschaftlichen Parametern der einzelnen Anlagen die Brennstoffpotenziale für die jeweiligen europäischen Länder enthalten sind.¹⁰⁵ Leider hat sich gezeigt, dass insbesondere Angaben zum

¹⁰⁵ Die regionale Auflösung erfolgt für die Bioenergie länderspezifisch.

Stand der Biomassenutzung sowie zu den Brennstoffpotenzialen und –preisen in den neuen EU-Mitgliedsländern teilweise nur unvollkommen verfügbar sind. Daher wurde im Rahmen der Aufbereitung der Biomasse-Datenbank insbesondere auf die Expertise des Deutschen Biomasseforschungszentrums in Leipzig (DBFZ)¹⁰⁶ zurückgegriffen. Weiterhin erfolgte eine umfangreiche und detaillierte Literatur- und Internetrecherche sowie Telefoninterviews mit bspw. Anlagenherstellern und EVUs. Aufgrund der Vielzahl an ausgewerteten Quellen werden in den folgenden Ausführungen lediglich die bedeutendsten Quellen angegeben.

4.2.3.1 Einteilung in Technologieklassen

Die Bioenergie lässt sich in die Energieträger feste Biomasse, Biogas und flüssige Bioenergie einteilen. Dabei werden im LORELEI-Modell die in Tabelle 4-7 aufgelisteten Anlagengrößen und die nach Energieträger unterschiedenen Brennstoffe berücksichtigt.

Als feste Bioenergieträger wird derzeit im Wesentlichen Holz in Dampfkraftprozessen eingesetzt.¹⁰⁷ Daneben haben in den vergangenen Jahren ORC-Prozesse und Pilotanlagen zur Vergasung zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Die wesentlichen Rohstoffe für die feste Bioenergie sind derzeit Altholz, Industrierestholz und Sägewerksnebenprodukte, welche allesamt der Kategorie „Altholz“ angehören. In Ländern wie bspw. Deutschland, in denen das Potenzial an Altholz im Wesentlichen ausgeschöpft ist, wird

¹⁰⁶ Die Bestimmung der zur Modellierung erforderlichen Datengrundlage wurde im Rahmen eines separaten Projektes des Deutschen Biomasseforschungszentrums (ehemals Institut für Energetik und Umwelt in Leipzig (IE Leipzig)) für das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) durchgeführt (vgl. DBFZ (2007)).

¹⁰⁷ Vgl. im Folgenden DBFZ (2007).

vermehrt auf Forstwirtschaftsbestände zurückgegriffen. Bei der biogenen Stromerzeugung in Europa haben Energiepflanzen und Ernterückstände derzeit noch keine große Bedeutung.

TABELLE 4-7: EINTEILUNG DER BIOENERGIETRÄGER IM LORELEI-MODELL

Bioenergieträger	Technologiekategorie		Brennstoff
	Name	Anlagengröße	
feste Biomasse	biosolid_1	500 kW	Getreideganzpflanzen, Kurzumtrieb, Energiegräser, Stroh, Forstwirtschaftsbestände, Industrierestholz, Altholz
	biosolid_2	5.000 kW	
	biosolid_3	20.000 kW	
Biogas	biogas_1	500 kW	Silomais, Grünschnitt, Exkrementen und Einstreu
	biogas_2	5.000 kW	
flüssige Bioenergie	bioliquid	200 kW	Raps, Sonnenblumenöl

Quelle: Eigene Darstellung. nach DBFZ (2007).

Die Erzeugung gasförmiger Bioenergieträger erfolgt über die biochemische Umwandlung meist landwirtschaftlicher Substrate zu Biogas und anschließender Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken (BHKW). Neben Exkrementen (Gülle) bilden verschiedene Energiepflanzen wesentliche Rohstoffe, die hauptsächlich in Form von Silagen Verwendung finden. Die Leistung der Biogasanlagen wird mit 500 und 5.000 kW angesetzt.

Als flüssige Bioenergieträger werden Pflanzenöl auf Basis von Raps und Sonnenblumen in BHKW verstromt. Derzeit spielt diese Art der Stromerzeugung innerhalb Europas keine bedeutende Rolle, insbesondere weil die Brennstoffpreise für Pflanzenöle in den vergangenen Jahren stark ange-

stiegen sind. Die durchschnittliche Anlagengröße auf Basis flüssiger Bioenergie wird im LORELEI-Modell mit 200 kW angesetzt.

In Tabelle 4-8 sind die technischen Parameter der einzelnen biogenen Technologieklassen aufgezeigt. Demnach betragen die jährlichen Volllaststunden zwischen 6.600 Stunden für Anlagen auf Basis flüssiger Bioenergie und 7.900 Stunden für Biogasanlagen.

TABELLE 4-8: TECHNISCHE PARAMETER DER BIOENERGIE-TECHNOLOGIEKLASSEN IM LORELEI-MODELL FÜR DAS JAHR 2009

Name	Volllast- stunden	Wirkungsgrad		externer Wärme- nutzungsgrad ¹⁾	elektrischer Eigen- verbrauch
		elektrisch	thermisch		
	h	%	%	%	%
biosolid_1	7.700	12%	63%	54%	8%
biosolid_2	7.700	25%	66%	35%	8%
biosolid_3	7.700	30%	43%	10%	8%
biogas_1	7.700	36%	48%	35%	10%
biogas_2	7.900	40%	43%	35%	8%
bioliquid	6.600	42%	44%	75%	8%
¹⁾ nur Deutschland					

Quelle: Eigene Berechnungen nach DBFZ (2007), DBFZ (2009), WBGU (2003).

Der im Rahmen des Modells unterstellte Stromeigenverbrauch zum Betrieb der Biogasanlagen beträgt 8-10%.¹⁰⁸ Die insgesamt im Modell veräußerbare Strommenge wird um diese Höhe vermindert.

Für alle Bioenergieanlagen wird der Betrieb auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) unterstellt, so dass neben der Erzeugung von Strom zusätzlich Wärme ausgekoppelt wird, welche zu einem bestimmten Anteil genutzt werden kann. Der Anteil der nutzbaren Wärme wird dem Betreiber der Anlage mit einer sogenannten Wärmegutschrift vergütet und variiert mit der jeweiligen Anlage. So wird in Deutschland bei flüssigen Bioenergieanlagen mit 75% der überwiegende Teil der Wärme genutzt, bei Biogasanlagen sind es 42 bis 59% und bei fester Biomasse sinkt die externe Wärmenutzung mit zunehmender Größe auf bis zu 10% bei einer 20 MW-Anlage.¹⁰⁹ Die niedrige Wärmenutzung bei größeren Anlagen hängt damit zusammen, dass der Bedarf an großen Wärmemengen häufig nicht

¹⁰⁸ Vgl. DBFZ (2009). Neben dem Stromeigenverbrauch besteht zusätzlich ein Wärmeeigenverbrauch der Anlagen. Der Anteil des Wärmeeigenverbrauchs an der gesamten Wärmeerzeugung liegt bei Biogasanlagen bspw. bei maximal 30-35%. Im Rahmen dieser Arbeit kann der Wärmeeigenverbrauch jedoch vernachlässigt werden, da die Anlagen genügend Wärme erzeugen, um sowohl die externe Wärmenutzung als auch den Eigenverbrauch der Anlage abzudecken.

¹⁰⁹ Die Höhe der Wärmeauskopplung ist nur schwer zu bewerten, da sie standortabhängig ist und die Auslegung der KWK-Anlage (strom- oder wärmegeführt) direkt beeinflusst. Der Grund hierfür liegt in der mangelhaften statistischen Datenbasis. Weiterhin schwankt die durchschnittlich jährlich ausgekoppelte Wärme bei vielen KWK-Anlagen aufgrund unterschiedlicher Witterungsverhältnisse und den damit verbundenen Wärmebedarfsanforderungen. Die Bestimmung der Wärmeauskopplung für die weiteren Staaten erfolgt auf Basis der Heizgradtage jeweiliger Länder. In Abhängigkeit des Wärmebedarfs der einzelnen Staaten erfolgt somit eine unterschiedlich hohe Wärmenutzung. Die Heizgradtage wurden auf Basis von EUROSTAT (2009a) bestimmt.

gegeben ist.¹¹⁰ Im Rahmen der Arbeit wird aufgrund des technologischen Fortschritts ein Anstieg der Wirkungsgrade bis 2030 unterstellt. Die Werte werden in Tabelle 4-9 dargestellt. Insgesamt wird unterstellt, dass der elektrische Wirkungsgrad zu Lasten des thermischen Wirkungsgrades im Laufe der Zeit zunimmt. Für den Gesamtwirkungsgrad wird ein leichter Anstieg unterstellt.

**TABELLE 4-9: ENTWICKLUNG DER WIRKUNGSGRAD E VON BIO-
MASSEANLAGEN IM LORELEI-MODELL**

Technologie- klasse	Wirkungsgrad 2009		Wirkungsgrad 2030	
	elektrisch	thermisch	elektrisch	thermisch
Name	%	%	%	%
biosolid_1	12%	63%	13%	61%
biosolid_2	25%	66%	28%	64%
biosolid_3	30%	43%	34%	42%
biogas_1	36%	48%	40%	46%
biogas_2	40%	43%	45%	42%
bioliquid	42%	44%	47%	43%

Quelle: Eigene Berechnungen nach DBFZ (2007).

¹¹⁰ Große Wärmeabnehmer gibt es insbesondere an größeren Industriestandorten oder Fernwärmenetzen. Diese Standorte sind jedoch nicht immer ideal zur Errichtung großer Biomasseanlagen, da ein großes landwirtschaftliches Einzugsgebiet für den Bezug von Rohstoffen benötigt wird.

4.2.3.2 Potenzial

Im Folgenden wird die Entwicklung der Biomassepotenziale bis 2030 anhand der Brennstoffverfügbarkeiten unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen sowie des Biomassehandels und der Biomassepreise für die EU-27++ dargestellt.¹¹¹ Zur energetischen Nutzung der Biomassepotenziale stehen unterschiedliche Konversionstechnologien zur Verfügung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass konkurrierende Nutzungen sowohl innerhalb der energetischen Nutzungspfade (z. B. Stroh, das sowohl thermochemisch als auch biochemisch genutzt werden kann), als auch zwischen Strom-, Wärme- und Kraftstoffsektor (z.B. Holz, das zur reinen Wärmeerzeugung oder in der Stromproduktion zum Einsatz kommen kann) möglich sind. Darüber hinaus können auch Konkurrenzen mit der stofflichen Verwertung von Biomasse (z.B. Industrierestholz in der Holzwerkstoffindustrie) und dem Nahrungsmittelbereich (insbesondere bei Energiepflanzen) auftreten.

Im Folgenden wird die Methodik der Bestimmung der Biomassepotenziale für die einzelnen Brennstoffe kurz¹¹² erläutert:

Energiepflanzen:

Zur Bestimmung des Energiepflanzenpotenzials werden alle landwirtschaftlichen Flächen abzüglich der Flächen für die Lebensmittelproduktion einschließlich derzeitiger Stilllegungsflächen sowie Grünland-

¹¹¹ Vgl. im Folgenden DBFZ (2007).

¹¹² Eine detaillierte Erläuterung der angewandten Methodik zur Bestimmung der Brennstoffpotenziale ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, da die Analyse auf sehr komplexen Nutzungsstrukturen der einzelnen Brennstoffen beruht. Die Bestimmung der Potenziale basiert auf DBFZ (2007).

flächen erfasst. Dabei werden für die Zukunft folgende potenzielle Veränderungen berücksichtigt:

- Ein Mehr- oder Minderverbrauch von Nahrungsmitteln, abhängig von der Bevölkerungsentwicklung und des Pro-Kopf-Verbrauchs (Konsumverhalten), der die Potenziale entsprechend reduziert oder vermehrt.
- Die zu erwartenden Umwidmungen von bisher landwirtschaftlich genutzten Flächen zu Siedlungs- und Verkehrsflächen sowie anderen Zwecken, die zu einer Reduzierung des Potenzials führen.
- Ertragssteigerungen in der Pflanzenproduktion, die eine Freisetzung von Flächenpotenzialen bewirken.
- Leistungssteigerungen in der Tierproduktion, die durch eine Reduzierung des Futtereinsatzes eine entsprechende Potenzialfreisetzung erzeugen.

Zudem werden folgende landwirtschaftliche Rahmenbedingungen unterstellt:

- Brachflächen stehen zu 70% für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung.
- Abbau der Überschussproduktion für Marktordnungsprodukte und Freisetzung der Flächen zum Anbau von Energiepflanzen (ausgenommen Schweine und Geflügel).
- Zusätzliche Umwidmung der Ackerflächen zu Naturschutzzwecken, im Umfang von 5% bis 2020.

Ernterückstände aus der Landwirtschaft:

Für Stroh wird ein energetisch nutzbarer Anteil von 20% unterstellt, welcher thermochemisch nutzbar ist. Die Fortschreibung des Strohpotenzials basiert für den Zeithorizont bis 2030 auf der Abschätzung des länderspezifischen Nahrungsmittelverbrauchs unter Berücksichtigung der jeweiligen Bevölkerungsentwicklung.

Forstwirtschaftsbestände:

Aus heutiger Sicht sind als Rohholz zum einen die nicht stofflich genutzten Anteile des Einschlags (Brennholz und Waldrestholz) und zum anderen der Anteil des jährlichen Zuwachses, der nicht eingeschlagen wurde (Rohholz aus ungenutztem Zuwachs) energetisch nutzbar. Für diejenigen Länder, in denen der Einschlag über dem theoretischen Rohholzpotenzial (jährlichem Zuwachs) liegt, stehen langfristig keine Reserven aus ungenutztem Zuwachs für die energetische Nutzung zur Verfügung.

Organische Nebenprodukte:

Organische Nebenprodukte umfassen Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle, die in der Landwirtschaft, der Holz- und Lebensmittelverarbeitung sowie am Ende der Nutzungskette anfallen.

Industrierestholz fasst alle Hölzer zusammen, die im Rahmen der Holzaufbereitung, der Produktion von Holzwerkstoffen und Holzprodukten sowie bei der Holzverarbeitung als Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle anfallen. Dazu zählen Industrieresthölzer, die im Bereich der Sägeindustrie (Sägenebenprodukte und Rinden), der Holzwerkstoffindustrie (Schleifstäube und Rinden) sowie der Holzschliff- und Zellstoffindustrie (Rinden) anfallen. Bei den Sägenebenprodukten wird die stoffliche Nutzungskonkurrenz berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass 80% der Rinden für energetische Zwecke nutzbar sind. Aufgrund der eingeschränkten Handelbarkeit sowie des dezentralen Anfalls werden Resthölzer im

Bereich der Holzmöbelindustrie, der sonstigen holzverarbeitenden Industrie (z.B. Herstellung von Holzverpackungen) sowie des holzverarbeitenden Handwerks nicht berücksichtigt.

Altholz besteht aus Gebrauchtholz (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffe oder Verbundstoffe mit überwiegendem Holzanteil) und Industrierestholz, das als Abfall anfällt. Da auf europäischer Ebene keine speziellen Statistiken zum Altholzaufkommen existieren, wird ein für Deutschland detailliert ermitteltes spezifisches Aufkommen von 97 kg je Einwohner und Jahr auf die einzelnen Länder übertragen. Um die stoffliche Altholznutzung in der Spanplattenindustrie zu berücksichtigen, wird davon ausgegangen, dass 75% des Altholzaufkommens für eine thermo-chemische Verwertung zur Verfügung stehen. Bis zum Jahr 2030 wird ein unverändertes Potenzial angenommen.

Für die Abschätzung des energetisch nutzbaren Biogaspotenzials von Exkrementen und Einstreu bis 2030 wird bei den Rindern eine Erhöhung der Nachfrage nach Milch und Rindfleisch berücksichtigt. Bei den anderen Tierarten wird für den gesamten Betrachtungszeitraum ein gleich bleibendes Potenzial angenommen.

In Abbildung 4-15 ist die Entwicklung der biogenen Brennstoffpotenziale für die Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 für die Länder der EU-27++ dargestellt. Dabei zeigt sich, dass sich ein großer Teil der Potenziale zur Stromerzeugung sowie zur KWK-Erzeugung in Deutschland und Frankreich befindet. Auch zukünftig wird Deutschland zusammen mit Frankreich und Spanien die wesentlichen Brennstoffpotenziale (insbesondere Energiepflanzen) in Europa bereit stellen. Dieses ist im Wesentlichen auf große Flächenfreisetzungspotenziale, basierend auf den

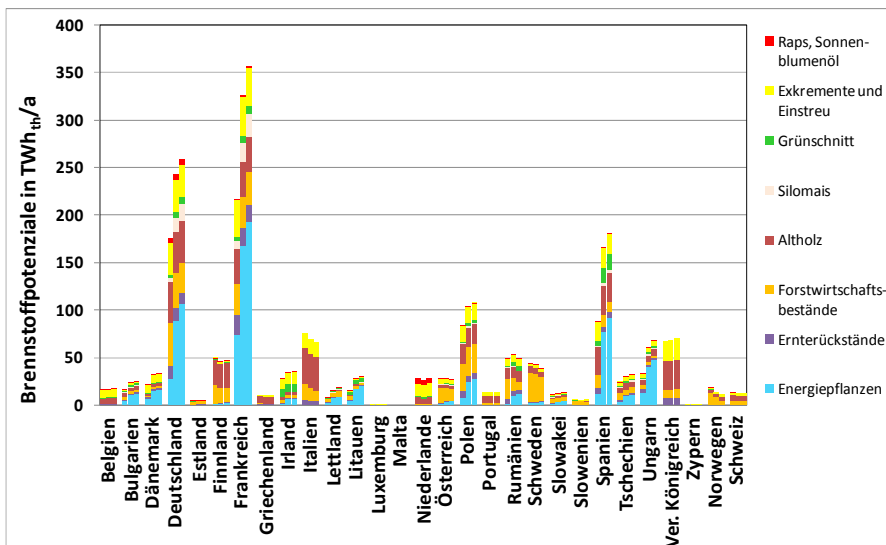
Brachflächen der obligatorischen Stilllegung¹¹³, sowie den Überschüssen bei pflanzlichen Marktordnungsprodukten¹¹⁴ zurückzuführen. Die in einigen Ländern, wie bspw. Griechenland, Großbritannien, Italien, Portugal und der Slowakei nicht oder kaum vorhandenen Potenziale sind auf die geringe Verfügbarkeit von Brachflächen sowie eine insgesamt defizitäre Selbstversorgung mit Nahrungsmitteln zurückzuführen.

Die Gesamtmenge der organischen Nebenprodukte (Altholz, Exkremente und Einstreu) wird wesentlich von den EU-15 Ländern geprägt, während die Beitrittsstaaten (mit Ausnahme von Polen) nur vergleichsweise geringe Potenziale aufweisen. Diese Verteilungsstruktur für organische Nebenprodukte wird bis 2030 in etwa beibehalten.

**ABBILDUNG 4-15: ENTWICKLUNG DER BIOGENEN BRENNSTOFF-
POTENZIALE FÜR DIE STROMERZEUGUNG IM LORELEI-MODELL (2009,
2020, 2030)**

¹¹³ Die Flächenstilllegung ist ein agrarpolitisches Instrument, um die Getreideproduktion in der EU zu begrenzen. Sie wurde 1988/89 auf freiwilliger Basis eingeführt und ab 1992 obligatorisch, d.h. die unter die allgemeine Regelung fallenden Erzeuger mussten einen bestimmten Prozentsatz ihrer gemeldeten Flächen stilllegen, um Direktzahlungen erhalten zu können. Infolge einer verstärkten Nachfrage nach Agrarprodukten wurde die Flächenstilllegung in der EU im Jahr 2009 abgeschafft (vgl. Europäische Kommission (2008a)).

¹¹⁴ Es wird davon ausgegangen, dass die Agrarflächen, auf denen Überschüsse sogenannter Marktordnungsprodukte (Produkte, die überwiegend auf Basis von Subventionen auf den Weltmarkt exportiert werden) produziert werden, als potenzielle Flächen für Bioenergeträger gelten.



Quelle: Eigene Berechnungen nach DBFZ (2007).

Insgesamt wird im Betrachtungszeitraum eine steigende Holznachfrage nach Schnittholz, Industrieholz oder Energieholz erwartet. Während der damit verbundene erhöhte Einschlag zu einer Zunahme des Potenzials an Waldrestholz führt, nimmt gleichzeitig das Potenzial aus ungenutztem Zuwachs ab.

Das gesamte Bioenergieträgerpotenzial für die Strom- sowie die KWK-Erzeugung in der EU-27++ lag im Jahr 2009 bei rund 1.150 TWh_{th} und steigt bis 2030 auf 1.570 TWh_{th} an.¹¹⁵

¹¹⁵ DBFZ (2007).

4.2.3.3 Kosten

Bei Betrachtung der Investitions- sowie Betriebs- und Wartungskosten am Beispiel Deutschlands (vgl. Tabelle 4-10) zeigt sich, dass diese mit zunehmender Anlagengröße abnehmen. Die niedrigsten Investitionskosten weisen Anlagen auf Basis flüssiger Bioenergie (bioliquid) auf. Mit Investitionskosten von 2.180 €/2009/kW gehören Biomasseanlagen mit einer Leistung von 20 MW ebenfalls zu den günstigen Biomasetechnologien.

TABELLE 4-10: ENTWICKLUNG DER ÖKONOMISCHEN PARAMETER VON BIOGENEN ENERGIETRÄGERN BIS 2030 AM BEISPIEL DEUTSCHLANDS

Technologie- klasse	Investitions- kosten	jährliche Betriebs- und Wartungskosten	Investitions- kosten	jährliche Betriebs- und Wartungskosten
	2009		2030	
Name	€/2009/kW	€/2009/kWa	€/2009/kW	€/2009/kWa
biosolid_1	6.700	549	6.125	508
biosolid_2	3.470	380	3.125	357
biosolid_3	2.180	142	1.983	135
biogas_1	3.168	309	2.805	283
biogas_2	2.673	265	2.367	244
bioliquid	1.740	225	1.625	213

Quelle: Eigene Berechnungen nach DBFZ (2007).

Die Betriebs- und Wartungskosten dieser Anlagen folgen im Wesentlichen dieser Struktur. Es wird davon ausgegangen, dass die Kosten aufgrund technologischen Fortschritts zukünftig lediglich moderat sinken werden, da die Anlagentechniken bereits als technologisch überwiegend ausgereift

gelten. Die Anlagenkosten der übrigen Länder der EU-27++ orientieren sich grundsätzlich an denen Deutschlands, wobei insbesondere die neuen Beitrittsstaaten um bis zu 5% unterhalb des deutschen Kostenniveaus liegen.

Neben den gerade betrachteten Kosten sind bei der biogenen Energie zusätzlich die Brennstoffpreise zu berücksichtigen. Da für manche Brennstoffe ein Weltmarkt existiert (bspw. Pflanzenöl) und andere Brennstoffe gar nicht am Markt gehandelt werden (z.B. Holz aus Kurzumtriebsplantagen¹¹⁶), ist eine detaillierte Abbildung der Brennstoffpreise für die EU-27++ mit Unsicherheiten verbunden. Daher stellen die hier unterstellten Preise lediglich Richtwerte dar.

Die Preise für biogene Festbrennstoffe sowie für Maissilage und Rapsöl sind teilweise großen Schwankungen unterworfen. Daher dienen im Rahmen des Modells durchschnittliche Preise als Grundlage.

Pflanzliche Öle werden auf dem Weltmarkt gehandelt und orientieren sich an dem Preis und der Absatzlage von Biodiesel, welcher wiederum vom Erdölpreis abhängt.

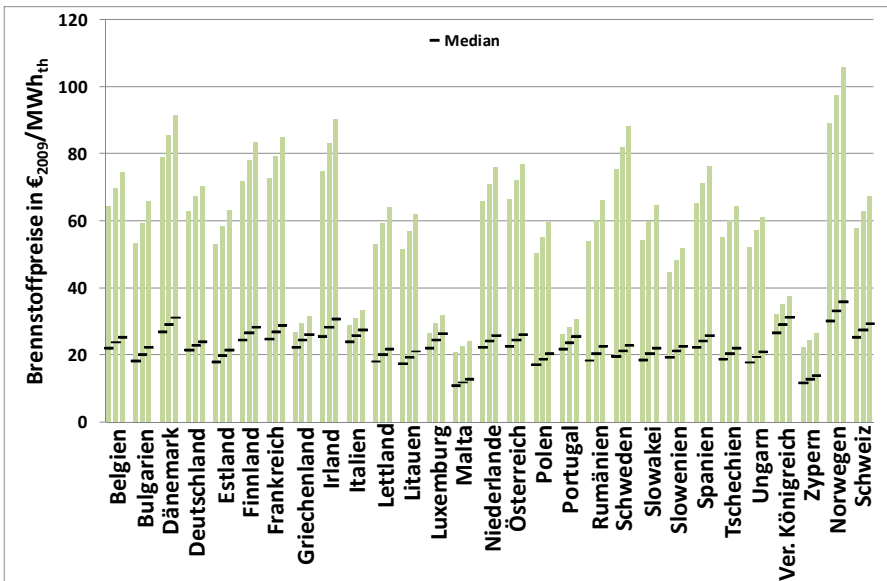
Die für die Länder der EU-27++ ermittelten Brennstoffpreisspannen sowie deren Entwicklung bis zum Jahr 2030 sind in Abbildung 4-16 dargestellt. Die Entwicklung der zukünftig zu erwartenden realen Preise basiert auf dem von der EU prognostizierten Wirtschaftswachstum (Bruttoinlandsprodukt) und einer resultierenden steigenden Kaufkraft.¹¹⁷ Die in Abbildung

¹¹⁶ Diese befinden sich noch in der Versuchsphase und wurden bisher nur in sehr kleinem Umfang angebaut.

¹¹⁷ Vgl. DBFZ (2007).

4-16 dargestellten unterschiedlichen Preisspannen basieren teilweise auf unterschiedlichen Brennstoffpotenzialen. So sind die niedrigeren Brennstoffpreisspannen in Griechenland, Italien, Luxemburg, Malta, dem Vereinigten Königreich und Zypern darauf zurückzuführen, dass bspw. keine bedeutenden Potenziale an Mais- oder Grassilagen existieren. Die kostenlosen Brennstoffpotenziale in allen berücksichtigten Ländern beinhalten im Wesentlichen Exkremente (bspw. Gülle) und Einstreu.

ABBILDUNG 4-16: ENTWICKLUNG DER BRENNSTOFFPREISE FÜR BIOGENE ENERGIETRÄGER IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)



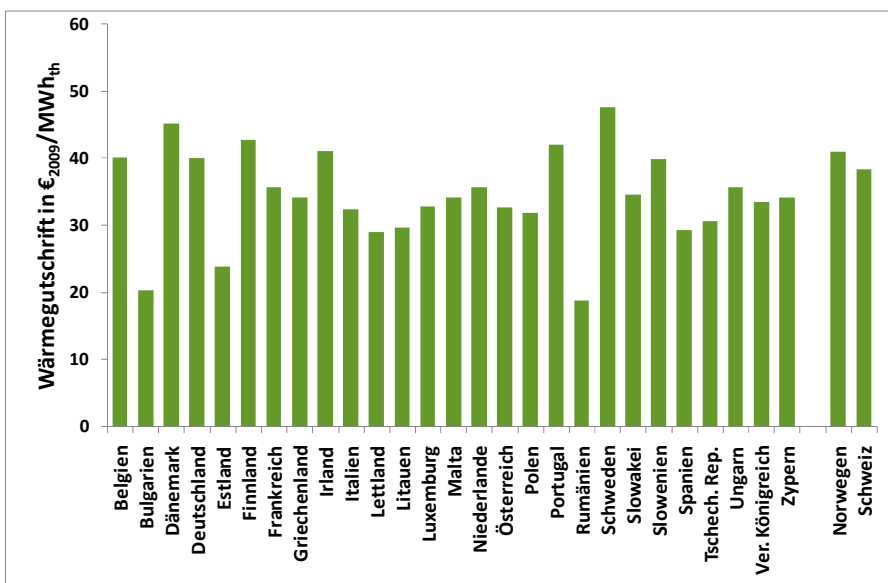
Quelle: Eigene Darstellung nach DBFZ (2007).

Bioenergieanlagen können neben dem erzeugten Strom zusätzlich Wärme auskoppeln, wodurch diese Anlagen mit dem Verkauf dieser Wärme zu-

sätzliche Erlöse erwirtschaften. Die im LORELEI-Modell abgebildeten Anlagen sind dazu in der Lage, zusätzlich Wärme auszukoppeln und in Höhe der in Tabelle 4-8 angegebenen Nutzungsgrade zu veräußern.

Ausgehend vom Basiswert, einem Wärmeerlös von 40 €₂₀₀₉/MWh in Deutschland, wurde für die übrigen Länder eine Abhängigkeit vom Erdgaspreis im Jahr 2009 unterstellt. In Abbildung 4-17 sind die Wärmeerlöse der einzelnen Länder der EU-27++ dargestellt.

ABBILDUNG 4-17: WÄRMEGUTSCHRIFTEN FÜR BIOGENE KWK-ANLAGEN IM LORELEI-MODELL



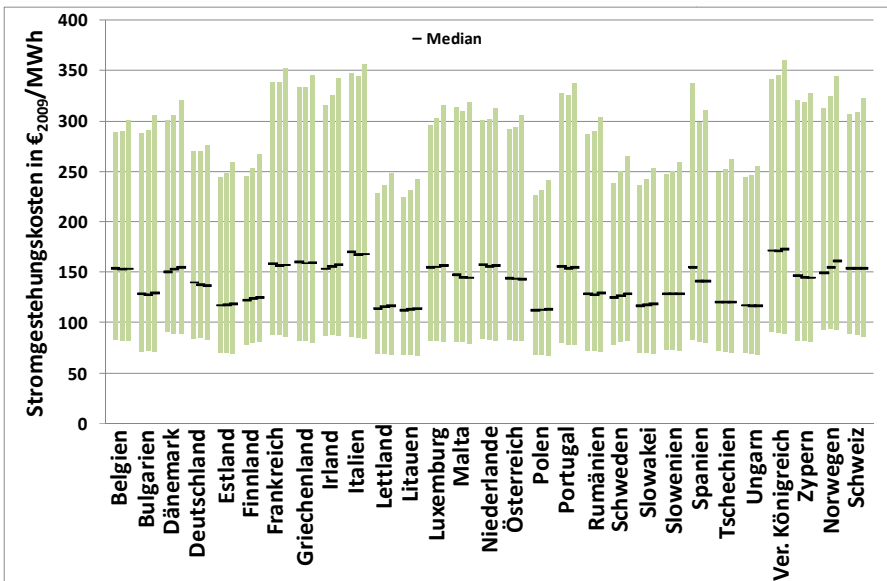
Quelle: Eigene Berechnungen nach DBFZ (2008), EUROSTAT (2009b).

Auf Basis der erläuterten Kosten- und Erlösbestandteile von Bioenergieanlagen sind in Abbildung 4-18 bis Abbildung 4-20 die Entwicklung der

Stromgestehungskosten für die jeweilige Technologieklasse dargestellt. Da innerhalb einer Technologieklasse aufgrund verschiedener Anlagengrößen und Brennstoffpreise sehr unterschiedliche Stromgestehungskosten resultieren, werden in den Abbildungen wiederum Bandbreiten aufgezeigt.

Die in Abbildung 4-18 dargestellte Entwicklung der Stromgestehungskosten von Anlagen auf Basis fester Biomasse zeigt, dass die jeweils günstigste Stromerzeugung eines Landes Kosten zwischen 70 und 100 €₂₀₀₉/MWh verursacht. Dabei liegen die Potenziale mit den niedrigsten Kosten insbesondere in den neuen Beitrittsstaaten der EU.

ABBILDUNG 4-18: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON FESTER BIOMASSE IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)

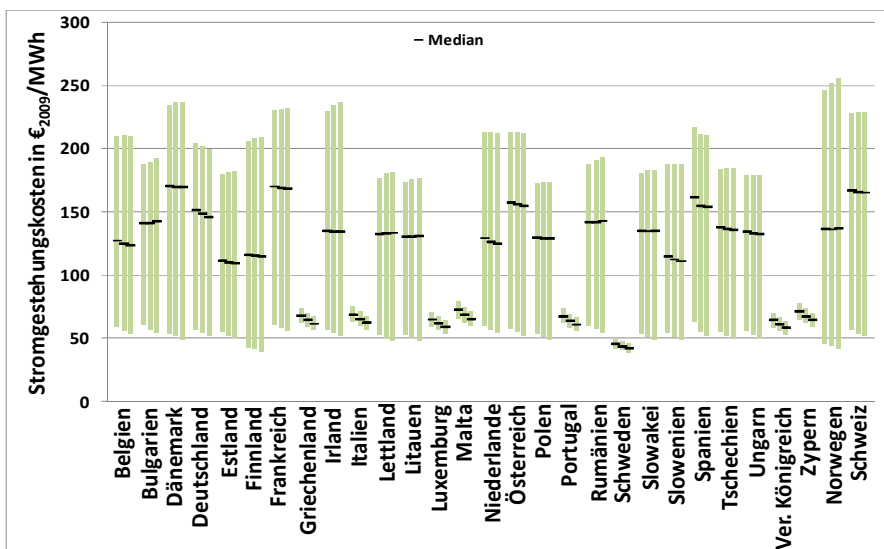


Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Median der Stromgestehungskosten befindet sich je nach Land zwischen 110 und 170 €/MWh. Bis 2030 wird nicht mit einer wesentlichen Verringerung der Stromgestehungskosten gerechnet, da der technologische Fortschritt meist durch steigende Brennstoffpreise kompensiert wird.

Im Vergleich zur festen Biomasse liegen die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen im Durchschnitt niedriger (vgl. Abbildung 4-19). Dies liegt u.a. daran, dass zur Erzeugung von Biogas benötigte Brennstoffe teilweise kostenlos verfügbar sind (z.B. Gülle).

ABBILDUNG 4-19: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON BIOGAS IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)

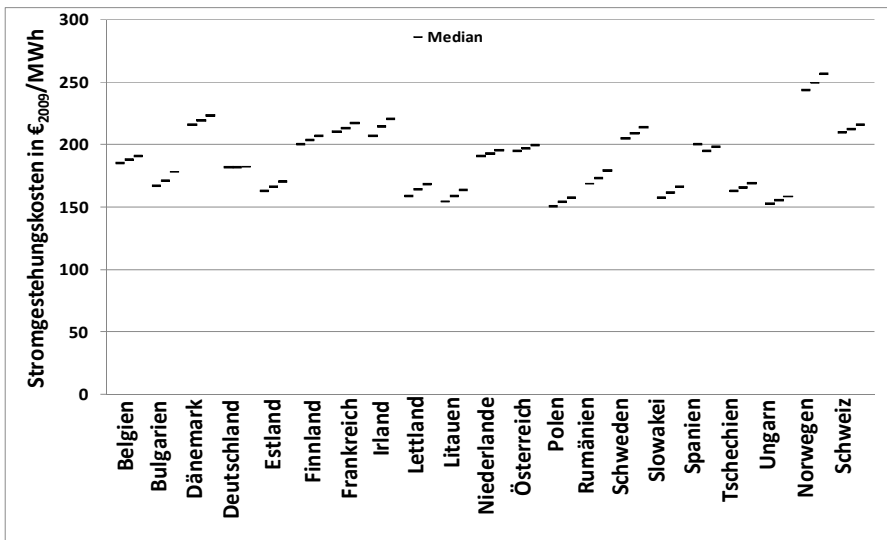


Quelle: Eigene Berechnungen.

Der obere Teil der Bandbreite der Stromgestehungskosten basiert im Wesentlichen auf den Brennstoffen Mais- und Grassilage sowie der kleineren Anlagenklasse. Für die Länder Griechenland, Italien, Luxemburg, Malta, Schweden, das Vereinigte Königreich und Zypern wird unterstellt, dass dort kein Potenzial an Mais- und Grassilage zur Stromerzeugung existiert. Daher liegt der Median der Stromgestehungskosten mit 40 bis 70 €/2009/MWh im Vergleich zu den übrigen Ländern deutlich niedriger.

Abbildung 4-20 zeigt die Stromgestehungskosten für Anlagen auf Basis flüssiger Bioenergie. Da im Rahmen des LORELEI-Modells lediglich eine Technologieklasse (bioliquid) sowie ein Brennstoffpreis (Raps, Sonnenblumenöl) existiert, sind in dieser Grafik keine Bandbreiten hinterlegt. Insgesamt zeigt sich, dass auch in Zukunft keine wettbewerbsfähige Stromerzeugung auf Basis flüssiger Bioenergie zu erwarten ist. Die Stromgestehungskosten werden bis 2030 meist oberhalb von 150 €/2009/MWh bleiben.

ABBILDUNG 4-20: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON FLÜSSIGER BIOENERGIE IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)



Quelle: Eigene Berechnungen.

4.2.4 Kleine Wasserkraft

Große Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 MW werden nicht gefördert, da sie bereits seit Jahrhunderten wirtschaftlich betrieben werden können. Kleine Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 10 MW bedürfen hingegen meist einer finanziellen Förderung. Diese Anlagen werden meist an kleineren Flüssen oder Bächen gebaut und als Laufwasserkraftwerke betrieben. In der Realität wird zwischen Neubauten und sogenannten Anlagenerweiterungen unterschieden¹¹⁸. Im Rahmen dieser Arbeit werden lediglich

¹¹⁸ Zu den Anlagenerweiterungen werden auch Neuanlagen gezählt, die an eine bereits vorhandene Staustufe oder an ein vorhandenes Wehr angebaut werden.

Neubaupotenziale berücksichtigt, da keine belastbaren europaweiten Daten bzgl. der Potenziale von Anlagenerweiterungen existieren.

4.2.4.1 Einteilung in Technologieklassen

In der Literatur werden kleine Wasserkraftanlagen meist in zwei Kategorien eingeteilt.¹¹⁹ Erstere umfasst Anlagen mit einer Leistung kleiner 1 MW und die zweite Kategorie erstreckt sich auf Anlagen von 1 bis 10 MW. Im Rahmen des LORELEI-Modells werden die beiden in Tabelle 4-11 aufgelisteten Anlagengrößen berücksichtigt.

TABELLE 4-11: TECHNISCHE MODELLPARAMETER FÜR KLEINE WASSERKRAFT

Technologieklasse	Anlagenleistung
Name	kW
hydro_1	250
hydro_2	2.500

Quelle: Eigene Darstellung.

4.2.4.2 Potenzial

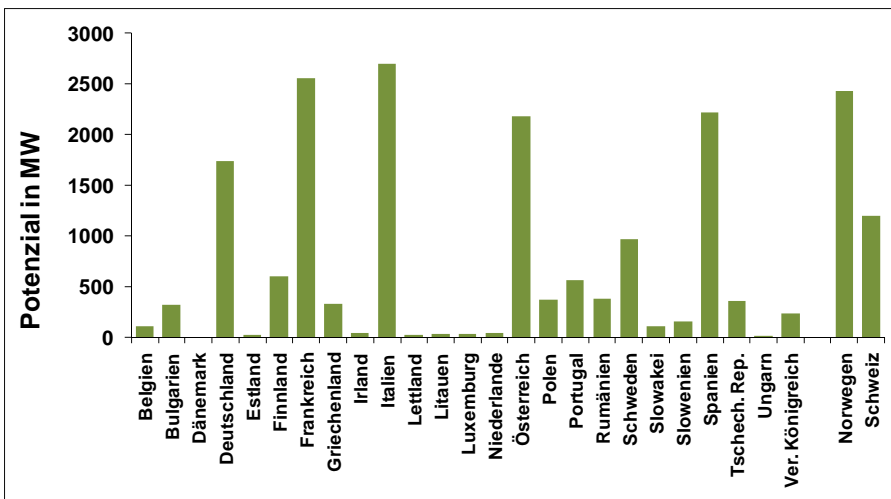
Wie bereits einleitend beschrieben, werden bei der Potenzialabschätzung lediglich Neuanlagen berücksichtigt. Die in Abbildung 4-21 dargestellten Potenziale für Kleinwasserkraft zeigen deutliche regionale Unterschiede.¹²⁰

¹¹⁹ Vgl. bspw. EUROSTAT (2008), ESHA (2003).

¹²⁰ Die Potenzialbestimmung basiert auf telefonischen Befragungen von Herstellern und Betreibern von Kleinwasserkraftwerken sowie ESHA (2004), ESHA (2005), Tichler, R. et al. (2005), Horlacher, H.-B. (2003).

So weisen Gebirgsländer wie Österreich, Schweiz, Italien, Frankreich Deutschland, Spanien und Norwegen die größten Potenziale auf. Derzeit sind bereits knapp 75% der gesamten Kleinwasserkraftpotenziale erschöpft.

ABBILDUNG 4-21: POTENZIALE KLEINER WASSERKRAFT (NEUANLAGEN) IN DER EU-27++



Quelle: Eigene Berechnungen nach ESHA (2004), ESHA (2005), Tichler, R. et al. (2005), Horlacher, H.-B. (2003).

4.2.4.3 Kosten

Die Investitionskosten von Anlagen auf Basis kleiner Wasserkraft sind sehr stark standortspezifisch, da insbesondere die Fallhöhe, die Flussstruktur sowie die ökologischen und baurechtlichen Bedingungen die Kosten wesentlich mitbestimmen. Im Rahmen der Arbeit wurden typische Anlagenkosten für die im Modell abgebildete Anlagenleistung unterstellt. Für

Deutschland wurden die in Tabelle 4-12 dargestellten Kostenwerte angesetzt. Demnach liegen die Investitionskosten von größeren Anlagen (2.500 kW) aufgrund von Skaleneffekten rund 20% niedriger im Vergleich zu Anlagen mit einer Leistung von 250 kW. Bei den Betriebs- und Wartungskosten, welche jährlich rund 1% bis 2% der Investitionskosten betragen, ist die Kostendifferenz zwischen den Anlagengrößen noch ausgeprägter.¹²¹

TABELLE 4-12: ÖKONOMISCHE PARAMETER VON KLEINER WASSERKRAFT IM LORELEI-MODELL AM BEISPIEL DEUTSCHLANDS

Technologieklasse	Investitionskosten	Betriebs- und Wartungskosten
Name	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW _a
hydro_1	4.000	65
hydro_2	3.000	41

Quelle: Eigene Darstellung nach ZSW et al. (2007), Angaben diverser Ingenieurbüros.

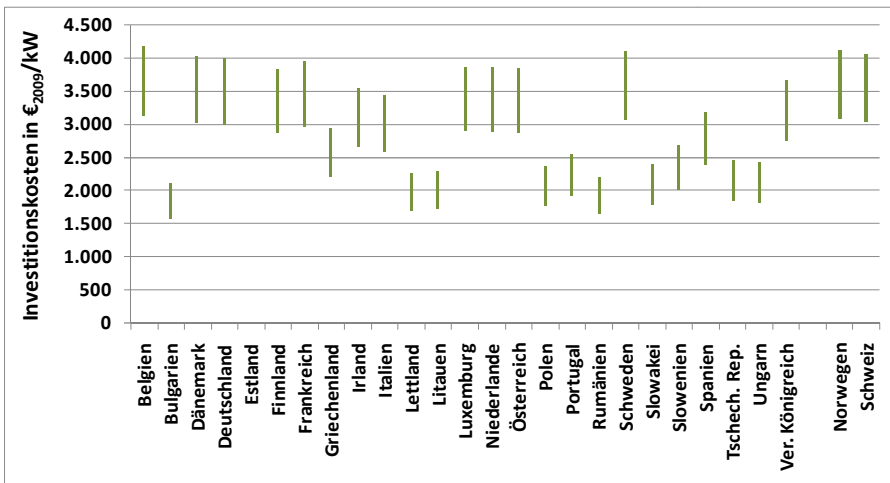
In Abbildung 4-22 zeigt sich, dass die Investitionskosten für kleine Wasserkraft je nach Land sehr unterschiedlich sind. So liegen die Kosten in den neuen EU-Mitgliedstaaten im Vergleich zur EU-15 teilweise deutlich niedriger. Dies liegt darin begründet, dass der Bau von Wasserkraftanlagen einerseits arbeitsintensiv und daher von dem jeweiligen Lohnniveau der Länder abhängig ist.¹²² Andererseits ist für den Bau einer derartigen Anlage

¹²¹ Vgl. bspw. ESHA (2004b).

¹²² Ca. 50% der Investitionskosten entfallen auf Materialkosten (insbesondere die Turbine) und weitere 50% auf den Bau der Anlage (Arbeitskosten). Vgl. dazu bspw. H.B. Matthias/ E.Doujak/ P.Angerer (2001).

eine Reihe von Baumaterialien notwendig, deren Preise regional unterschiedlich sind. Die Kostenspanne berücksichtigt die unterschiedlichen Anlagengrößen.¹²³

ABBILDUNG 4-22: INVESTITIONSKOSTEN FÜR KLEINE WASSER-KRAFTWERKE IN DER EU-27++ FÜR DAS JAHR 2009



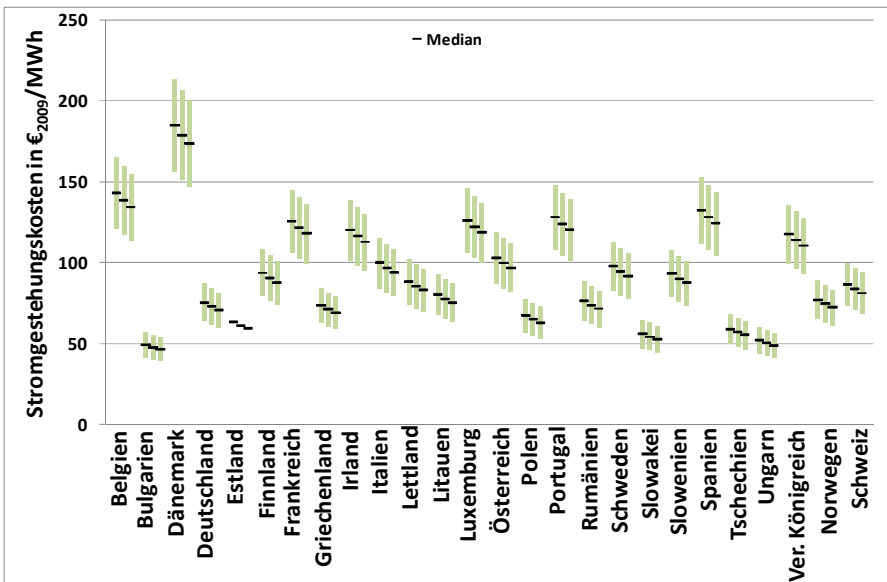
Quelle: Eigene Berechnungen nach ZSW et al. (2007), Angaben diverser Ingenieurbüros.

Während für die neuen EU-Mitgliedsländer Investitionskosten in Höhe von 1.600 bis 2.700 €/2009/kW unterstellt werden, sind für die alten EU-Mitgliedsländer sowie Norwegen und die Schweiz Investitionskosten in Höhe von 1.900 bis 4.200 €/2009/kW angesetzt.

¹²³ In Estland wurden lediglich 250-kW-Anlagen berücksichtigt, da für größere Anlagen kein Potenzial besteht.

Bei Betrachtung der in Abbildung 4-23 dargestellten Entwicklung der Stromgestehungskosten bis 2030 zeigt sich, dass diese je nach Land stark variieren. Dies liegt zum einen an den länderspezifischen Investitionskosten. Zum anderen werden die Stromgestehungskosten von den Volllaststunden der jeweiligen Länder beeinflusst.

ABBILDUNG 4-23: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON KLEINER WASSERKRAFT IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)



Quelle: Eigene Berechnungen.

So weisen trotz der hohen Investitionskosten Länder wie Deutschland, Finnland, Österreich, Schweden, Norwegen und der Schweiz relativ niedrige Stromgestehungskosten auf, da diese eine relativ hohe Auslastung haben. Im Vergleich zu bereits wirtschaftlich betriebenen großen

Wasserkraftwerken bleiben die Stromgestehungskosten kleiner Wasserkraftwerke (Neubau) innerhalb des Betrachtungszeitraumes zumeist höher als 50 €/2009/MWh. Der Grund dafür liegt darin, dass für diese Technologie zukünftig kein bedeutender technologischer Fortschritt zu erwarten ist.

4.2.5 Fotovoltaik

Fotovoltaik gehört zu denjenigen Erneuerbaren Energieträgern, welche derzeit vergleichsweise kostenintensiv sind, aber auch den größten technologischen Fortschritt vorweisen können. Die Fotovoltaik ist aufgrund der Abhängigkeit von der sogenannten Globalstrahlung ein volatil einspeisender Energieträger. Im südlichen Europa existieren deutliche Standortvorteile aufgrund einer höheren Globalstrahlung, wodurch immer wieder politische Diskussionen der Sinnhaftigkeit einer Förderung in Mittel- oder Nordeuropa entstehen. Im Folgenden werden die für das LORELEI-Modell relevanten technischen, physikalischen und ökonomischen Parameter der Fotovoltaik vorgestellt und erläutert.

4.2.5.1 Einteilung in Fotovoltaikregionen

Aufgrund der regional unterschiedlichen Globalstrahlung wurde ähnlich zur Windenergie eine Aufteilung der abgebildeten Länder in Subregionen vorgenommen. Um die Rechenzeiten des LORELEI-Modells in einer akzeptablen Größenordnung zu belassen, wurden die gleichen Subregionen wie bei Wind Onshore eingeteilt. Diese Vorgehensweise lässt im Vergleich zur reinen Betrachtung auf Länderebene eine detaillierte Analyse der Einspeisebedingungen und somit der Stromgestehungskosten zu.

4.2.5.2 Einteilung in Technologieklassen

Die Fotovoltaik zeichnet sich durch unterschiedliche Technologien mit verschiedenen Solarzellentypen aus.¹²⁴ Dabei spielen Solarzellen aus kristallinem Silizium sowie Dünnschichtsolarzellen aus amorphem Silizium derzeit die größte Rolle. Während Solarzellen auf Basis kristallinen Siliziums im Vergleich zu Dünnschichtsolarzellen höhere Wirkungsgrade erreichen, ist für die Produktion ein deutlich höherer Material- und Energieeinsatz erforderlich, woraus höhere Herstellungskosten resultieren.¹²⁵ Bis heute besitzen Solarzellen auf Basis kristallinen Siliziums den deutlich größeren Marktanteil, was insbesondere daran liegt, dass es das meistgenutzte, am besten erforschte und technologisch am besten beherrschte Halbleitermaterial ist. Der Marktanteil von Dünnschichtsolarzellen steigt kontinuierlich, so dass derzeit nicht absehbar ist, welche Technologie sich langfristig durchsetzen wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch lediglich die Technologie der Solarzellen aus kristallinem Silizium berücksichtigt, da diese Technologie noch immer deutlich den Hauptmarktanteil besitzt.¹²⁶

Im Rahmen des Modells wird bei der kristallinen Siliziumtechnologie zwischen drei Größenklassen unterschieden (vgl. Tabelle 4-13). Die Klasse `pvtech_1` repräsentiert dabei eine Dachinstallation von Ein- oder Mehrfamilienhäusern mit einer Nennleistung von 4 kW. Für die Klasse

¹²⁴ Vgl. im Folgenden Kaltschmitt, M. et al. (2006).

¹²⁵ Kristallines Silizium weist einen relativ niedrigen Absorptionskoeffizient für Lichtstrahlung auf, wodurch die Solarzelle relativ dick sein muss und somit ein höherer Materialeinsatz entsteht. Hingegen ist bei Dünnschichtsolarzellen aus amorphem Silizium eine deutlich dünnere Siliziumschicht erforderlich.

¹²⁶ In 2008 lag der Anteil der Dünnschichtmodule an der gesamten Modulproduktion bei rund 14% (vgl. Mohring, H.-D. et al. (2009)).

pvtech_2 wird eine Dachinstallation mit einer Nennleistung von 30 kW auf einer vergleichsweise großen Dachfläche unterstellt, wie bspw. auf Fabriken oder Gewerbeflächen. Die Klasse pvtech_3 repräsentiert eine Freiflächenanlage mit einer Nennleistung von 1.000 kW.

**TABELLE 4-13: TECHNISCHE MODELLPARAMETER FÜR
FOTOVOLTAIKANLAGEN**

Technologie- klasse	Technologie	Standort	Anlagen- leistung	Flächenbedarf
Name			kW	km ² /MW
pvtech_1	kristallin	Dachanlage	4	0,0075
pvtech_2	kristallin	Dachanlage	30	0,0075
pvtech_3	kristallin	frei stehend	1.000	0,0280

Quelle: Eigene Darstellung.

Zur Wartung der Module und zur Gewährleistung ausreichender Windzufuhr für die Kühlung der Anlage ist der Flächenbedarf von Freiflächenanlagen je MW installierter Leistung im Vergleich zu kleineren Dachinstallationen um den Faktor 3,7 höher. Fotovoltaikanlagen an Gebäudefassaden werden insbesondere aufgrund der suboptimalen Neigungswinkel und damit geringeren Effizienz im Rahmen dieses Modells nicht berücksichtigt.

4.2.5.3 Potenzial

Das Potenzial für Fotovoltaik wurde entsprechend der beiden Standortmöglichkeiten aufgeteilt. Für Dachinstallationen (pvtech_1 und pvtech_2) wurde die maximal verfügbare Dachfläche bestimmt. Das Dachflächenpotenzial basiert auf einer Schätzung, nach welcher für jeden bebauten m²

Grundfläche 0,4 m² solar nutzbare Dachfläche angesetzt werden können.¹²⁷ Dabei werden die architektonische Eignung (Konstruktionsweise, Rücksicht auf historische Bauweise oder Verschattungselemente) sowie die Eignung bzgl. der solaren Einstrahlung berücksichtigt. Zur Bestimmung der bebauten Grundfläche¹²⁸ pro Einwohner wurden länderspezifische Statistiken verwendet.¹²⁹ Um einer möglichen solarthermischen Nutzung Rechnung zu tragen, wurde die resultierende solar nutzbare Dachfläche um weitere 3 m² pro Kopf reduziert. Diese auf einzelne Länder bezogene Methodik wurde auf Basis der jeweiligen Einwohnerzahlen auf die einzelnen Subregionen angewandt. Für die Aufteilung der resultierenden Dachflächen auf die beiden Anlagengrößen pvtech_1 und pvtech_2 wurde approximativ unterstellt, dass der Anteil kleiner und großer Dachflächen mit 50% jeweils gleich groß ist.

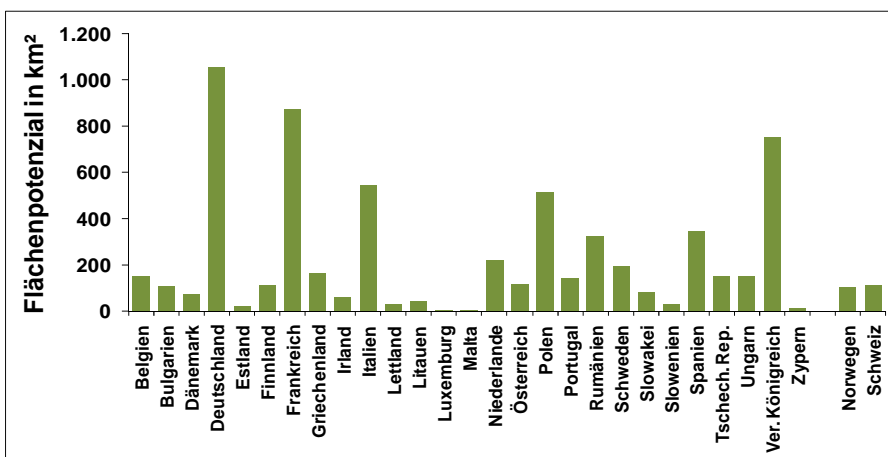
In Abbildung 4-24 sind die Flächenpotenziale der jeweiligen Länder für Dachinstallationen dargestellt. Demnach haben die einwohnerstärksten Länder wie Deutschland, Frankreich und das Vereinigte Königreich das höchste Flächenpotenzial.

¹²⁷ Vgl. Gutschner, M. et al.. (2002).

¹²⁸ Neben der Siedlungsfläche für private Haushalte (Wohnungen) werden zusätzlich die Siedlungsflächen der Landwirtschaft, des produzierenden Gewerbes sowie der Dienstleistungen berücksichtigt.

¹²⁹ Angaben der statistischen Bundesämter der jeweiligen Länder (bspw. Statistisches Bundesamt Deutschland (2009)). Sofern für einzelne Länder keine Statistiken verfügbar waren, wurde auf ein für Zentralwesteuropa repräsentativer Wert von 45 m²/Einwohner zurückgegriffen. Grundsätzlich sinkt mit zunehmender Bevölkerungsdichte die pro Kopf zur Verfügung stehende Dachfläche.

**ABBILDUNG 4-24: FLÄCHENPOTENZIAL FÜR FOTOVOLTAIK-ANLAGEN
(DACHINSTALLATION) IM LORELEI-MODELL**

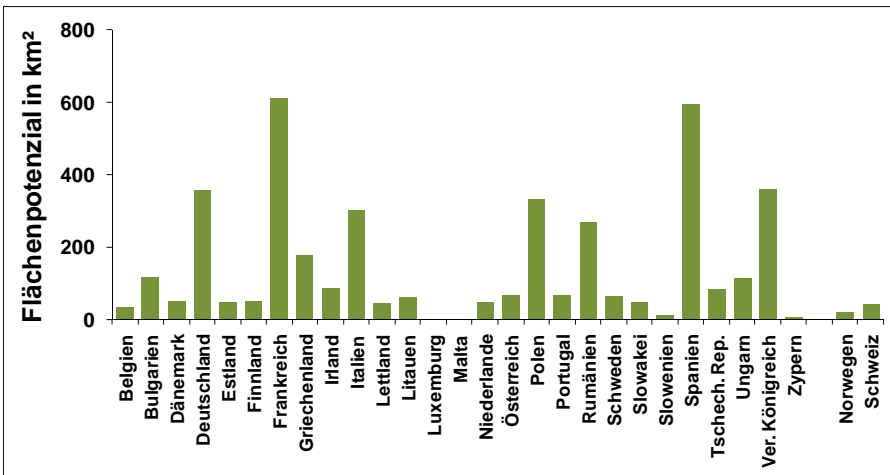


Quelle: Eigene Berechnungen nach Gutschner, M. et al.. (2002), Statistische Bundesämter.

Die Bestimmung der Potenziale für Freiflächen-Fotovoltaikanlagen erfolgt auf Basis potenziell nutzbarer Ackerland- und Wiesenflächen. Im Rahmen der Arbeit wurde unterstellt, dass 0,2% der gesamten Ackerland- und Wiesenfläche zur Bebauung mit Fotovoltaikanlagen zur Verfügung steht. Dieser Wert ist als eher konservativ einzuschätzen, führt jedoch – wie in Abbildung 4-25 dargestellt – weiterhin zu einem enormen Potenzial. Insgesamt stehen dem Modell in der EU-27++ rund 4.300 km² Fläche zur Verfü-

gung, auf der Fotovoltaikanlagen mit einer Leistung von insgesamt über 150 GW installiert werden können.

**ABBILDUNG 4-25: FLÄCHENPOTENZIAL FÜR FOTOVOLTAIK-ANLAGEN
(FREIFLÄCHE) IM LORELEI-MODELL**



Quelle: Eigene Berechnungen nach Statistischen Bundesämtern.

4.2.5.4 Energieertrag

Um den Energieertrag einer Fotovoltaikanlage und damit die Volllaststunden berechnen zu können, sind eine Reihe von standortspezifischen Informationen notwendig. So werden der Energieertrag neben der Art der Anlage zusätzlich durch die jeweilige stündliche Umgebungstemperatur, die

stündliche Einstrahlung am jeweiligen Standort, sowie weitere Effekte wie die Abschattung, Verschmutzungen der Anlage, etc. beeinflusst.

Zunächst wird mit Hilfe eines linearen Modells die Betriebstemperatur des Fotovoltaikmoduls T_m wie folgt ermittelt:¹³⁰

$$T_m = T_{amb} + k_T G \quad (4-4)$$

T_{amb} ist dabei die Umgebungstemperatur und G die Strahlungsstärke. Der Faktor k_T beschreibt die Umgebungsbedingungen des Standortes. So wird für eine freie Feldaufständerung (Freiflächenanlage) aufgrund der günstigen Belüftungs- und Kühlmöglichkeiten des Moduls $k_T = 0.035^\circ\text{C}/(\text{W}/\text{m}^2)$ angesetzt. Für Module auf Dächern mit ungünstigeren Kühlmöglichkeiten wird hingegen $k_T=0.05^\circ\text{C}/(\text{W}/\text{m}^2)$ unterstellt.¹³¹

Die zusätzlich benötigten Daten zu den stündlichen Umgebungstemperaturen und Einstrahlungen basieren auf der Simulationssoftware Meteonorm¹³², welche für 327 europäische Standorte stündliche durchschnittliche Globalstrahlungen sowie durchschnittliche Umgebungstemperaturen generiert. Die Werte bzgl. der Globalstrahlung basieren auf der Annahme, dass die Referenzanlage nach Süden ausgerichtet ist und die Solarmodule einen konstanten Neigungswinkel von 30° aufweisen.

¹³⁰ Joint Research Centre (2008).

¹³¹ Joint Research Centre (2008).

¹³² Meteonorm ist eine globale Klimadatenbank kombiniert mit einem Wettergenerator. Die Software ermöglicht sowohl die Berechnung von langjährigen und aktuellen Monatsmittelwerten als auch von Stundenwerten eines typischen Jahres. Es wurde speziell für den Einsatz mit Simulationsprogrammen für Solaranlagen und Gebäuden hergestellt (vgl. Meteotest (2009)).

Die Betriebstemperatur sowie die Einstrahlung beeinflussen die Leistung der Fotovoltaikanlage und somit auch deren Energieertrag. Der Einfluss von Strahlung und Temperatur auf die sogenannte „Strom-Spannungskennlinie“ ist Abbildung 4-26 dargestellt. Darin sind verschiedene Betriebszustände aufgezeigt, wobei zum einen die Einstrahlung und zum anderen die Betriebstemperatur variiert werden. Es zeigt sich, dass der Zellenstrom mit zunehmender Spannung zunächst nur geringfügig abfällt, bis er kurz vor Erreichen der Leerlaufspannung überproportional absinkt. Aufgrund der Definition von elektrischer Leistung als Produkt aus Spannung und Strom, wird die Leistung einer Solarzelle an einem bestimmten Punkt auf der Kennlinie maximal. Dieser Punkt wird als MPP (Maximum Power Point) bezeichnet. Da die Kennlinie eine Funktion der Betriebstemperatur sowie der Einstrahlung ist, verändert sich auch die Kennlinie bei Variation der genannten Parameter wie folgt:

Der Strom steigt linear und die Spannung logarithmisch mit steigender Bestrahlungsstärke der Solarzelle. Insgesamt steigt die Leistung mit zunehmender Einstrahlung überproportional an (vgl. steigender Verlauf der MPP-Verbindungsgeraden in Abbildung 4-26). Mit steigender Temperatur sinkt die Spannung relativ stark und der Strom steigt lediglich geringfügig. Insgesamt erfolgt eine Leistungsminderung bei steigenden Betriebstemperaturen der Solarzelle. (vgl. MPP-Verschiebung bei der obersten Kennlinienschar in Abbildung 4-26). In welchem Maße die Leistung mit einer Temperaturerhöhung oder -verringerung beeinflusst wird, gibt der Temperaturkoeffizient an. Als Faustregel, wird davon ausgegangen, dass sich mit jedem Grad Celsius Erhöhung der

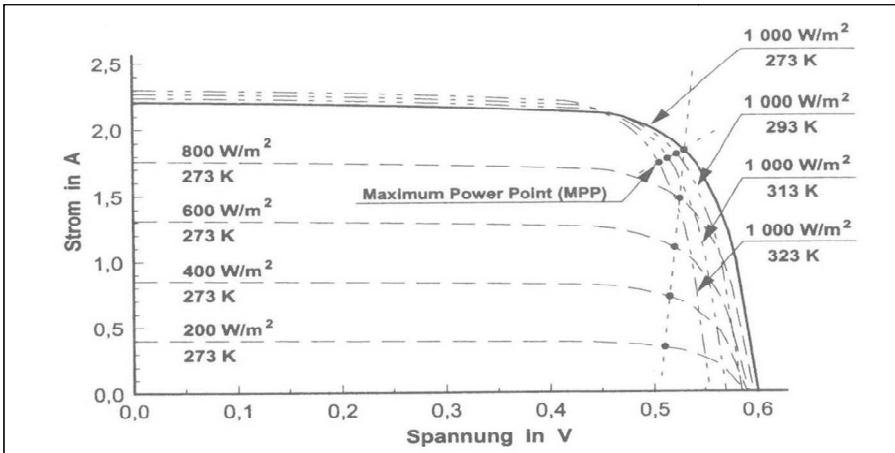
Betriebstemperatur des Fotovoltaikmoduls bzw. der Solarzelle die Leistung rund 0,5% verringert.¹³³

Zur Berechnung des Energieertrags eines Solarmoduls wird u. a. der Modulwirkungsgrad benötigt. Die Herstellerangaben bzgl. der Höhe des Wirkungsgrads der Solarzellen basieren in der Regel auf genormten Messbedingungen (Standardtestbedingungen). Neben einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 und einer Spektralverteilung des Messlichtes mit einem AM (air mass)¹³⁴ von 1,5 wird von einer Betriebstemperatur der Solarzelle von $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ausgegangen.

**ABBILDUNG 4-26: EINFLUSS VON STRAHLUNG UND TEMPERATUR AUF
DIE STROM-SPANNUNGS-KENNLINIE UNTER STANDARDTEST-
BEDINGUNGEN**

¹³³ Vgl. Del Cueto, J.A. (2002).

¹³⁴ Ein AM von 1,5 bedeutet eine effektive Atmosphärendicke vom 1,5-fachen des senkrechten Lichtdurchtritts.



Quelle: Kaltschmitt, M. et al. (2006).

Diese Standardtestbedingungen treten in der Realität jedoch lediglich sehr selten auf, da entweder im Sommer die Betriebstemperatur aufgrund der Umgebungstemperatur deutlich höher ist oder aber die Sonne im Winter sehr flach über dem Horizont steht und sich damit größere AM-Werte ergeben, welche sich nachteilig auf den Wirkungsgrad auswirken. Um den Wirkungsgrad einer Solarzelle möglichst realitätsnah abbilden zu können, wird für jede Stunde und jeden Standort die Umgebungstemperatur auf Basis der Simulationssoftware „Meteonorm“¹³⁵ ausgewertet und dementsprechend ein stündlicher Wirkungsgrad errechnet.

¹³⁵ Meteotest (2009).

Der stündliche ideale Energieertrag¹³⁶ eines Solarmoduls¹³⁷ für jede Region ergibt sich aus:

$$E_{ideal} = A_{PV} \eta_{PV} H_{Solar} \quad (4-5)$$

Dabei ist A_{PV} die Anlagenfläche in m^2 , η_{PV} der Modulwirkungsgrad und H_{Solar} die Einstrahlung in W/m^2 . Da zur Berechnung eines realistischen Energieertrages Verluste durch bspw. Verschmutzung der Solarzellen, Abschattung oder den Wechselrichter entstehen, liegt der reale Energieertrag im Vergleich zum idealen Energieertrag niedriger. Diesen Zusammenhang zeigt folgende Gleichung:

$$E_{real} = PR * E_{ideal} \quad (4-6)$$

Dabei ist PR die Performance Ratio und bildet die zusätzlichen Verluste approximativ ab. Für neue Fotovoltaikanlagen wird im Modell zunächst von einer durchschnittlichen Performance Ratio von 0,8 ausgegangen. Diese verbessert sich mit dem technologischen Fortschritt, so dass in der Literatur¹³⁸ für dieses Verhältnis eine Lernrate von 0,983 angesetzt wird. Im Modell wird dieser Wert übernommen.

Mit Hilfe der Performance Ratio und dem ermittelten idealen Energieertrag lässt sich nun der reale Energieertrag der Anlage für jede Stunde berech-

¹³⁶ Der ideale Energieertrag beinhaltet noch keine Verluste durch Verschmutzung, Abschattung und Wechselrichter.

¹³⁷ Solarmodule sind mehrere zu einer Einheit zusammengefasste Solarzellen.

¹³⁸ Staffhorst, M. (2006).

nen. Durch Aggregation der stündlichen Werte ergeben sich für die einzelnen Standorte und Anlagenklassen die jeweiligen Volllaststunden.

4.2.5.5 Kosten

Bei Betrachtung der in Tabelle 4-14 aufgezeigten ökonomischen Parameter von Fotovoltaikanlagen zeigt sich, dass Anlagen in 2009 mit Investitionskosten von rund 2.600 bis 3.300 €/2009/kW im Vergleich zu anderen Energieträgern noch teuer waren.

TABELLE 4-14: ÖKONOMISCHE PARAMETER VON FOTOVOLTAIK-ANLAGEN IM LORELEI-MODELL AM BEISPIEL DEUTSCHLANDS

Jahr	kumulierte weltweit produzierte Solarzellen	Investitionskosten	jährliche Betriebs- und Wartungskosten	Investitionskosten	jährliche Betriebs- und Wartungskosten	Investitionskosten	jährliche Betriebs- und Wartungskosten
		pvtech_1		pvtech_2		pvtech_3	
		GW	€/2009/kW	€/2009/kW	€/2009/kW	€/2009/kW	€/2009/kW
2009	32	3.300	50	3.160	47	2.633	40
2010	47	2.995	45	2.867	43	2.389	36
2020	302	1.946	29	1.863	28	1.552	23
2030	651	1.663	25	1.593	24	1.327	20

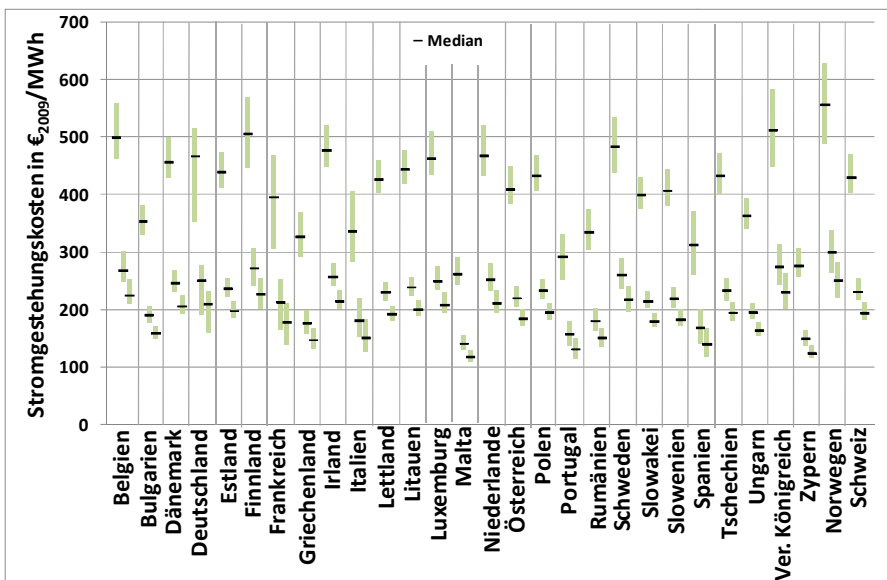
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Photon (2010), Hersteller- und Händlerangaben.

Dies gilt für alle hier betrachteten Anlagentypen gleichermaßen. Im Rahmen dieser Arbeit wird unterstellt, dass bis 2030 eine weltweit produzierte Solarzellenkapazität von 651 GW erreicht wird. Die Investitionskosten werden durch den technologischen Fortschritt, mit einer angenommenen

Lernrate von 20%, bis 2030 halbiert.¹³⁹ Für die Betriebs- und Wartungskosten sowie der Versicherungsgebühren wird auch zukünftig angenommen, dass diese jährlich 1,5% der Investitionskosten betragen.

In Abbildung 4-27 ist die Entwicklung der Stromgestehungskosten für Fotovoltaik einzelner Länder dargestellt.

ABBILDUNG 4-27: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON FOTOVOLTAIK IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)



¹³⁹ In der Vergangenheit lag die Lernrate für PV bei rund 20% (vgl. bspw. Lund University (2006)). Für die zukünftige Kostenentwicklung wird im Rahmen dieser Arbeit ebenfalls von einer Lernrate in Höhe von 20% ausgegangen. Andere Studien gehen von einer zukünftigen Lernrate für PV von 18% bis 22% aus (vgl. bspw. IEA (2010), EREC/Greenpeace (2010), Energy Watch Group (2008)).

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Kostenspannen berücksichtigen die verschiedenen Anlagentypen (pvtech_1 bis pvtech_3). Aufgrund der höheren Auslastung der Anlagen haben die Länder Südeuropas deutliche Kostenvorteile im Vergleich zu Mittel- und Nordeuropa. Die europaweit besten Standorte wie Malta, Zypern, Portugal oder Spanien hatten 2009 Stromgestehungskosten von 220 bis 270 €/2009/MWh, während die Kosten in Schweden, Norwegen, Finnland und Großbritannien nahezu doppelt so hoch lagen. Bis 2020 wird aufgrund des technologischen Fortschritts eine enorme Kostenreduktion sowie eine Ertragssteigerung erwartet, so dass die Stromgestehungskosten für die meisten Länder bereits bei 200 bis 250 €/2009/MWh liegen werden. Bis 2030 erfolgt eine weitere Kostenreduktion, die aufgrund des abnehmenden Wachstums der Produktionskapazitäten jedoch moderater ausfällt. Die attraktivsten Standorte werden zu diesem Zeitpunkt Stromgestehungskosten von 100 bis 150 €/2009/MWh aufweisen. In den mitteleuropäischen Ländern wie Deutschland, Niederlande, Österreich und Tschechien werden die Stromgestehungskosten bis 2030 auf 150 bis 200 €/2009/MWh sinken.

Fotovoltaikanlagen weisen aufgrund der meist dezentralen Einspeisung einen Unterschied im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern auf. Betreiber von Fotovoltaik-Dachanlagen (private oder gewerbliche Objekte) werden bei der Entscheidung, ob sie eine Einspeiseförderung (Einspeisevergütung, Bonus, Zertifikatspreise) oder aber die Direktvermarktung wählen, einen zusätzlichen Aspekt berücksichtigen: Für den erzeugten Strom, den sie selbst verbrauchen können, sparen sich die Betreiber den Stromeinkauf von dem jeweiligen Versorger in Höhe des Endver-

braucherpreises.¹⁴⁰ Die restliche Strommenge, welche aufgrund der eigenen Laststruktur nicht selbst verbraucht werden kann,¹⁴¹ wird in das öffentliche Netz eingespeist und der Betreiber erhält dafür die jeweilige finanzielle Förderung oder aber den Strom-Großhandelspreis.¹⁴²

In Abbildung 4-28 sind die Einsparungen der Strombezugskosten¹⁴³ durch den Eigenverbrauch je eingesparter MWh für die einzelnen Länder und die

¹⁴⁰ Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der EE-Betreiber – entsprechend der aktuellen Regelung in Deutschland – auch zukünftig den Endverbraucherpreis einsparen kann. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dies jedoch als problematisch anzusehen, da in der Realität meist keine Netzkosten eingespart werden können. Sofern kein Inselnetz existiert und der Betreiber einer PV-Dachanlage auf einen Zugang zum öffentlichen Stromnetz angewiesen ist, sind die Kosten bspw. für den Betrieb des Netzes weitestgehend unabhängig von der tatsächlichen Höhe des Strombezugs.

¹⁴¹ Grundsätzlich weist die Einspeisung von Fotovoltaikstrom aufgrund der Erzeugung während des Tages eine ähnliche Struktur auf wie die Last von Wohnungen, Häusern oder Gewerbeobjekten. Jedoch kann meist nicht der gesamte erzeugte Strom selbst genutzt werden, sondern lediglich rund 20 bis 40% im Jahresmittel. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bspw. in Haushalten ein Lastpeak gegen 12 Uhr mittags mit darauffolgender Lastreduktion besteht, die hohe Stromeinspeisung hingegen bis ca. 15 Uhr weiterbesteht. Der Anteil des möglichen eigenverbrauchten Stroms hängt maßgeblich von der Größe der Fotovoltaikanlage ab. Je kleiner die Anlage ist, desto höher ist der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms.

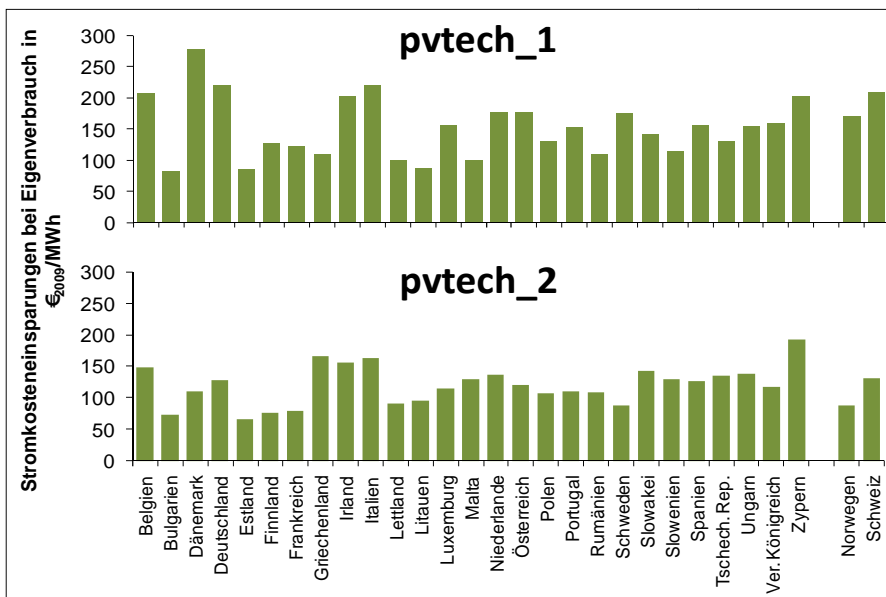
¹⁴² Der Betreiber einer Fotovoltaikanlage wird die finanzielle Förderung nicht wählen, wenn die durch den Eigenverbrauch eingesparten Stromeinkaufskosten zzgl. der durch den Stromverkauf der restlichen Erzeugungsmenge erzielten Erlöse auf dem Großhandelsmarkt höher sind als die Förderhöhe.

¹⁴³ Die Einsparungen der Strombezugskosten sind hier definiert als Strompreise für die Endverbraucher inkl. aller Kosten und Abgaben (exkl. Mehrwertsteuer). Für pvtech_1 wurden die Endverbraucherpreise des Jahres 2009 für eine jährliche Abnahmemenge von 2.500 bis 5.000 kWh angesetzt. Für pvtech_2 wurden die Endverbraucherpreise des

beiden Technologieklassen dargestellt. Die Kosteneinsparungen liegen für Haushalte (pvtech_1) im Vergleich zu größeren Fotovoltaikanlagen auf Gewerbeobjekten (pvtech_2) meist höher.

**ABBILDUNG 4-28: STROMKOSTENEINSPARUNGEN BEI EIGENVER-
BRAUCH DES FOTOVOLTAIK-STROMS**

Jahres 2009 für Industrieabnehmer mit einer jährlichen Abnahmemenge von 20 bis 500 MWh angesetzt.



Quelle: Eigene Darstellung nach EUROSTAT (2009c), EUROSTAT (2009d).

4.2.6 Solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke wandeln Solarstrahlung in Wärme um und nutzen diese Wärme in einem thermischen Kreisprozess zur Bereitstellung von elektrischer Energie.¹⁴⁴ Die meisten solarthermischen Kraftwerke bündeln die Direktstrahlung der Sonne mit Reflektoren auf einen Strahlungsempfänger (Receiver), welcher die Strahlungsenergie in Wärme umwandelt. Anschließend wird die Wärme in einer Dampfturbine oder einem Stirlingmotor zu mechanischer Energie und schließlich in einem Generator

¹⁴⁴ Vgl. im Folgenden Kaltschmitt, M. et al. (2006).

in elektrische Energie umwandelt. Derzeit werden mehrere unterschiedliche Konzepte für solarthermische Kraftwerke hinsichtlich technologischer und ökonomischer Eignung überprüft. Als wesentliche Konzepte sind bspw. Turm-Solarkraftwerke, Dish/Stirling-Anlagen, Dish/Brayton-Anlagen und Parabolrinnen-Kraftwerke zu nennen. Letztere haben derzeit den größten Anteil¹⁴⁵ an der Stromerzeugung auf Basis solarthermischer Kraftwerke, und auch für die Zukunft wird dieser Technologie die größte Durchsetzbarkeit zugeschrieben.¹⁴⁶ Aus diesem Grund wird im Rahmen des Modells der Fokus auf Parabolrinnen-Kraftwerke gelegt.

Bei einem Parabolrinnen-Kraftwerk konzentriert die reflektierende Oberfläche einer parabolisch gekrümmten Spiegelfläche das Sonnenlicht auf ein entlang der Brennnlinie angebrachtes Absorberrohr. Das darin befindliche Wärmeträgermedium erhitzt sich durch die konzentrierte Solarstrahlung und wird durch Rohre zu einem Dampferzeuger gepumpt, wo eine Dampfturbine mit Generator die Wärme in elektrische Energie umwandelt. Somit besteht einer der Besonderheiten dieser Technologie darin, dass für die Umwandlung der solaren Wärme in Strom im Wesentlichen konventionelle Kraftwerkstechnik genutzt werden kann. Dies hat zwei entscheidende Vorteile gegenüber anderen erneuerbaren Energietechnologien. Zum einen lässt sich Wärme über mehrere Stunden speichern, so dass sich die Stromerzeugung ansatzweise an dem

¹⁴⁵ Die größte Anlage mit einer elektrischen Gesamtnennleistung von 354 MW befindet sich in der Mojave-Wüste in Kalifornien und wurde bereits zwischen 1984 und 1990 errichtet.

¹⁴⁶ Vgl. bspw. Vallentin, D./Viebahn, P. [2010].

tatsächlichen Bedarf orientieren kann.¹⁴⁷ Zum anderen besteht die Möglichkeit, das Kraftwerk mit einem gasbeheizten Kessel für Zeiten niedriger Einstrahlung auszurüsten.¹⁴⁸

Im Rahmen des Modells wird unterstellt, dass diese Parabolrinnen-Kraftwerke mit einem zusätzlichen Wärmespeicher (Tagesspeicher) ausgerüstet werden, um weniger abhängig von kurzzeitigen Sonnenscheinschwankungen Strom zu erzeugen. Als Referenzkraftwerke für die Bestimmung der technischen Parameter dienen die derzeit in Spanien geplanten und bereits realisierten Projekte¹⁴⁹ wie bspw. Andasol 1, 2 und 3, welche mit einem Flüssigsalzspeicher ausgestattet sind und mit Erdgas zugefeuert werden können.¹⁵⁰

¹⁴⁷ Der Vorteil der Speicherung liegt insbesondere darin, dass tagsüber mehr Energie zur Verfügung steht als die Turbine in der Regel leisten kann. Die Energie kann durch den Speicher damit erhalten bleiben.

¹⁴⁸ Derzeit vermeiden die gasbefeuerten Heizkessel im Wesentlichen das Erstarren des Trägermediums in Zeiten niedriger Direktstrahlung. Zukünftig wird an der Integration der Parabolrinnen-Anlagen in GuD-Systeme als sogenanntes „Integrated Solar Combined Cycle System“ geforscht, um den solaren und den konventionellen Kraftwerksteil optimal aufeinander abzustimmen. Somit könnten die Kraftwerke als Grundlast einspeisen, so dass eine höhere Unabhängigkeit von den Einstrahlungsbedingungen besteht.

¹⁴⁹ Solar Millenium AG (2009).

¹⁵⁰ Das Kraftwerk Andasol 1 ist bereits seit 2008 und Andasol 2 seit 2009 in Betrieb. Andasol 3 befindet sich noch im Bau und wird voraussichtlich 2011 in Betrieb gehen. Alle Anlagen verfügen über eine Kapazität von je 50 MW und einen thermischen Speicher, welcher die Turbine weitere 7,5 Stunden unter Volllast betreiben kann. Die Möglichkeit der Zufeuerung von Erdgas verringert die Unabhängigkeit der Stromerzeugung von den Direktstrahlungsbedingungen weiter. Gemäß spanischem Vergütungssystem ist diese Zufeuerung jedoch auf jährlich maximal 12% der im Kraftwerk erzeugten Elektrizität be-

4.2.6.1 Einteilung in Regionen

Im Rahmen des Modells werden lediglich sechs europäische Länder berücksichtigt: Griechenland, Italien, Malta, Portugal, Spanien und Zypern. Dies liegt darin begründet, dass zur solarthermischen Stromerzeugung u.a. eine ausreichend hohe Direktstrahlung von mehr als 2.000 kWh/m²/a vorhanden sein sollte.¹⁵¹ Diese Voraussetzungen erfüllen die nördlicher gelegenen Länder nicht und werden daher im Rahmen der Arbeit nicht berücksichtigt.

4.2.6.2 Potenzial

Solarthermische Kraftwerke benötigen wie bereits erwähnt eine hohe Direktstrahlung um das Trägermedium ausreichend erhitzen zu können. Neben der Direktstrahlung existieren zur Bestimmung der Potenziale weitere Ausschlusskriterien, wie bspw. Wasser-, Wald-, Dünen-, landwirtschaftlich genutzte Flächen und die Bodenneigung. Um eine möglichst hohe Effizienz zu erreichen, ist ein flaches Areal für derartige Kraftwerke notwendig.¹⁵² Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wurden die Potenziale solarthermischer Stromerzeugung im Rahmen eines Forschungsprojekts des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt¹⁵³ ermittelt. Die Angaben zu den Potenzialen in dieser Studie sind als sehr optimistisch einzuschätzen, da bspw. auch entlegene und nur schwer zugängliche Gebiete mit einbezogen werden, in denen z. B. noch keine Netzinfrastruktur existiert. Daher wird

schränkt. Diese Beschränkung wurde im Rahmen der Arbeit für alle berücksichtigten Länder übernommen.

¹⁵¹ DLR (2005) gibt bspw. 1.800 bis 2.000 kWh/m²/a als Minimalwerte an.

¹⁵² Vgl. bspw. Williges, K. et al. (2010), Clifton, J./Boruff, B.J. (2010).

¹⁵³ DLR (2005).

im Rahmen dieser Arbeit angenommen, dass dieses Potenzial lediglich zu einem Drittel genutzt werden kann. Darauf basierend ergeben sich für das Modell die in Tabelle 4-15 aufgezeigten Potenziale für Parabolrinnen-Kraftwerke in den berücksichtigten Ländern.

4.2.6.3 Energieertrag

Der Energieertrag bzw. die Auslastung der solarthermischen Kraftwerke in den jeweiligen Ländern ist aufgrund der verschiedenen Solarstrahlungsbedingungen unterschiedlich. Tabelle 4-15 zeigt, dass bspw. Italien eine vergleichsweise niedrige und Länder wie Zypern, Spanien und Portugal eine hohe Volllaststundenzahl aufweisen. Die insgesamt hohen Volllaststunden basieren u.a. auf der Nutzung der bereits erläuterten Speichermöglichkeit der generierten Wärme.

TABELLE 4-15: POTENZIALE UND AUSLASTUNG DER SOLARTHERMISCHEN KRAFTWERKE IM LORELEI-MODELL

Land	Potenzial	Volllaststunden
	MW	h
Griechenland	167	3.240
Italien	292	2.880
Malta	79	3.600
Portugal	5.917	3.600
Spanien	53.250	3.600
Zypern	833	3.780

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis DLR (2005).

4.2.6.4 Kosten

Die Investitionskosten der derzeit in Betrieb genommenen Projekte in Spanien (Andasol) belaufen sich auf 5.500 bis 6.000 €₂₀₀₉/kW.¹⁵⁴ Im Gegensatz zur Windenergie und Fotovoltaik existieren für solarthermische Kraftwerke noch keine belastbaren Erfahrungskurven. Studien zur Folge werden die Investitionskosten dieser Technologie zukünftig weiter sinken. Bis zum Jahr 2030 erwartet bspw. die Internationale Energieagentur (IEA)¹⁵⁵, dass die Investitionskosten auf rund 4.000 €₂₀₀₉ sinken werden. Da diese Kostendegression als sehr optimistisch einzuschätzen ist, wird im Rahmen der Arbeit angenommen, dass sich die Investitionskosten bis 2030 auf 4.300 €₂₀₀₉/kW verringern (vgl. Tabelle 4-16).

TABELLE 4-16: ÖKONOMISCHE PARAMETER VON SOLARTHERMISCHEN KRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL AM BEISPIEL SPANIENS

Jahr	Investitionskosten	jährliche Betriebs- und Wartungskosten
	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW _a
2009	6.000	240
2010	5.500	220
2020	5.000	200
2030	4.300	172

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Herstellerangaben, IEA (2009), Vallentin, D./Viebahn, P. (2010), EREC/Greenpeace (2010).

¹⁵⁴ Vgl. bspw. Vallentin, D./Viebahn, P. (2010).

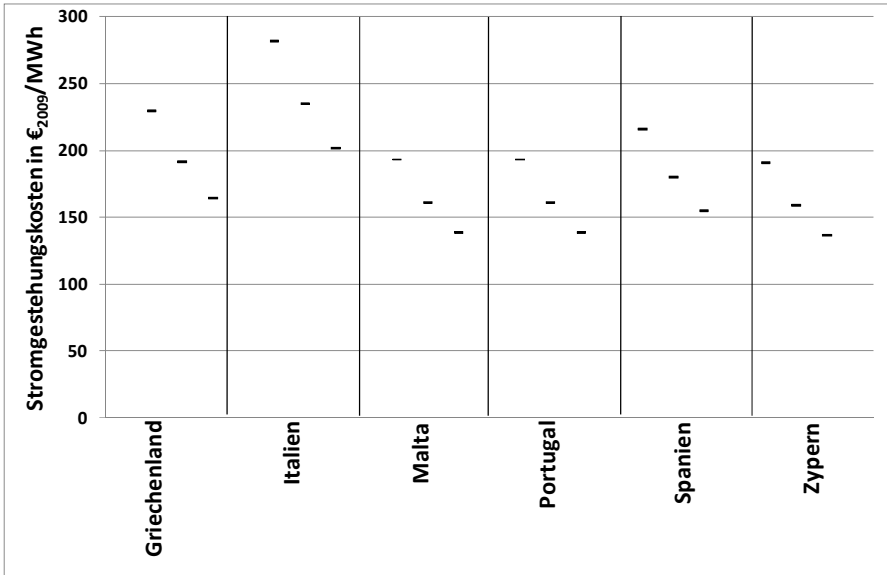
¹⁵⁵ IEA (2009).

Für die Betriebs- und Wartungskosten werden in der Literatur¹⁵⁶ Werte von 4% der Investitionskosten genannt, welche im Rahmen der Arbeit übernommen werden.

Die in Abbildung 4-29 dargestellten unterschiedlichen Stromgestehungskosten sind auf länderspezifische Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten sowie Volllaststunden der Kraftwerke zurückzuführen. Aufgrund der Berücksichtigung von nur einer Technologieklasse und keiner zusätzlichen regionalen Unterteilung existieren für die einzelnen Länder keine Kostenspannen, so dass in der Abbildung die zu erwartenden Kostenpunkte dargestellt sind. Die Stromgestehungskosten lagen im Jahr 2009 zwischen 190 und 280 €/2009/MWh. Bis zum Jahr 2030 sinken die Stromgestehungskosten der meisten Länder auf rund 140 bis 160 €/2009/MWh. Lediglich in Italien liegen die Erzeugungskosten aufgrund der geringeren Direktstrahlung vergleichsweise hoch.

ABBILDUNG 4-29: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON SOLARTHERMISCHEN KRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)

¹⁵⁶ EREC/Greenpeace (2010).



Quelle: Eigene Berechnungen.

4.2.7 Geothermische Kraftwerke

Als Geothermie bzw. Erdwärme wird die unterhalb der festen Oberfläche der Erde gespeicherte Wärmeenergie definiert.¹⁵⁷ Es wird grundsätzlich zwischen zwei Technologien unterschieden. Oberflächennahe Geothermie dient im Wesentlichen der Wärmenutzung. Die Tiefengeothermie wird hingegen sowohl für Wärme- als auch Stromerzeugung genutzt. Dazu werden Lagerstätten ab 400 m unter der Geländeoberkante erschlossen. Die Lagerstätten der Tiefengeothermie können grundsätzlich in zwei Arten unterschieden werden: Hydrothermale und petrothermale Lagerstätten. Erstere

¹⁵⁷ Vgl. im Folgenden Geothermische Vereinigung – Bundesverband Geothermie (2009).

weisen tiefliegende, heiße Grundwasserleiter auf, deren Wärme im Thermalwasser und im Gestein gespeichert wird. Eine weitere Differenzierung der hydrothermalen Geothermie wird zwischen Nieder- und Hochenthalpie-Vorkommen vorgenommen. Der Unterschied liegt vor allem in der Temperatur. Niederenthalpie-Lagerstätten weisen Temperaturen von 120 bis 200°C auf, Hochenthalpie-Lagerstätten hingegen mehr als 200°C.

In petrothermalen Lagerstätten wird die Wärme in heißen und überwiegend trockenen Tiefengesteinen gespeichert. Diese Lagerstätten weisen keine oder eine nur sehr geringe Wasserführung auf.

Im Folgenden werden die drei in Tabelle 4-17 aufgeführten Technologien mit ihren jeweiligen im Modell angenommenen Parametern dargestellt und erläutert.

4.2.7.1 Einteilung in Technologieklassen

Bei der hydrothermalen Hochenthalpie-Anlage wird das im Untergrund erhitzte Wasser genutzt, um eine Dampfturbine anzutreiben. Das Wasser wird anschließend wieder reinjiziert. Dabei steht der geschlossene Kreislauf im Zirkulationssystem derart unter Druck, dass ein Sieden des eingepressten Wassers vor dem Eintreffen an der Turbine verhindert wird (Flash-Verfahren). Die elektrische Leistung eines derart betriebenen Kraftwerks wird hier mit 20 MW angesetzt und entspricht den üblichen bestehenden Kraftwerksgrößen.

Die typische Kraftwerksgröße einer hydrothermalen Niederenthalpie-Lagerstätte wird mit rund 3 MW angegeben.¹⁵⁸ Im Gegensatz zu Kraftwerken, welche Hochenthalpie-Lagerstätten nutzen, werden bei Niederenthalpie-Lagerstätten sogenannte Organic-Rankine-Cycle-Anlagen (ORC) oder Anlagen auf Basis von Kalina-Verfahren eingesetzt, die lediglich Temperaturen ab 80°C zur Stromerzeugung benötigen. Dafür wird ein organisches Medium genutzt, das bei deutlich niedrigeren Temperaturen als Wasser verdampft und somit auch bei relativ geringen Temperaturen ausreichend Dampfdruck für die Stromerzeugung in Turbinen erzielen kann.

Die petrothermale Geothermie ist eine noch sehr junge Technologie, bei der mehrere Bohrungen in tiefes kristallines oder dichtes Sedimentgestein durchgeführt werden. Zur Ausbeutung solcher Vorkommen wird in entsprechender Tiefe mit Temperaturen von mindestens 150°C ein Stimulationsmedium wie bspw. Wasser mit hohem Druck in das Gestein gepresst, so dass kleine Risse und Spalten im Gestein entstehen. Durch die Stimulation wird das Gestein permeabel, so dass künstliche Aquiferen entstehen.¹⁵⁹ Damit sich das Wasser erhitzen kann, sind großflächige Rissysteme im Umfang von mehreren Quadratkilometern im tiefen Untergrund notwendig. Für einen späteren Anlagenbetrieb sind Abstände von mindestens 1.000 m zwischen Injektions- und Förderbohrungen an den Ausläufern des Systems notwendig. Diese Technologie wird häufig als Hot-Dry-Rock-Verfahren bezeichnet. Trotz der technischen Fortschritte, die in

¹⁵⁸ Die Bestimmung typischer Anlagengrößen beruht im Wesentlichen auf Experteninterviews, die im Rahmen der Arbeit durchgeführt wurden. So wurden verschiedene Hersteller und Betreiber geothermischer Kraftwerke interviewt.

¹⁵⁹ Aufgrund des Einpressens von kaltem Wasser wird das Gestein abgekühlt. Die damit einhergehende Kontraktion des Wassers unterstützt das Aufreißen von Klüften.

den vergangenen Jahren erzielt wurden, ist diese Technologie noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.¹⁶⁰ Die typische Anlagengröße dieser Technologie muss aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums geschätzt werden. Nach Expertenmeinung erscheint derzeit eine Anlagengröße von 5 bis 10 MW_{el} als realistisch. Obwohl größere Anlagen durch Größenvorteile profitieren würden, sind Investitionen aufgrund des hohen Explorationsrisikos und des dadurch notwendigen hohen Kapitalbedarfs riskant. Mit zunehmender Explorationserfahrung ist jedoch davon auszugehen, dass die Anzahl der Bohrungen und damit die Anlagengröße von Hot-Dry-Rock-Projekten zunehmen werden. Daher wird im Rahmen der Arbeit davon ausgegangen, dass sich die Anlagengröße bis 2030 sukzessive auf 50 MW_{el} erhöht.

TABELLE 4-17: TECHNISCHE MODELLPARAMETER FÜR GEOTHERMISCHE KRAFTWERKE

Technologie- klasse	Technologie	Anlagenleistung
Name		MW
geotech_1	hydrothermale Hochenthalpie	20
geotech_2	hydrothermale Niederenthalpie	3
geotech_3	Hot-Dry-Rock	5 bis 50

Quelle: Eigene Darstellung.

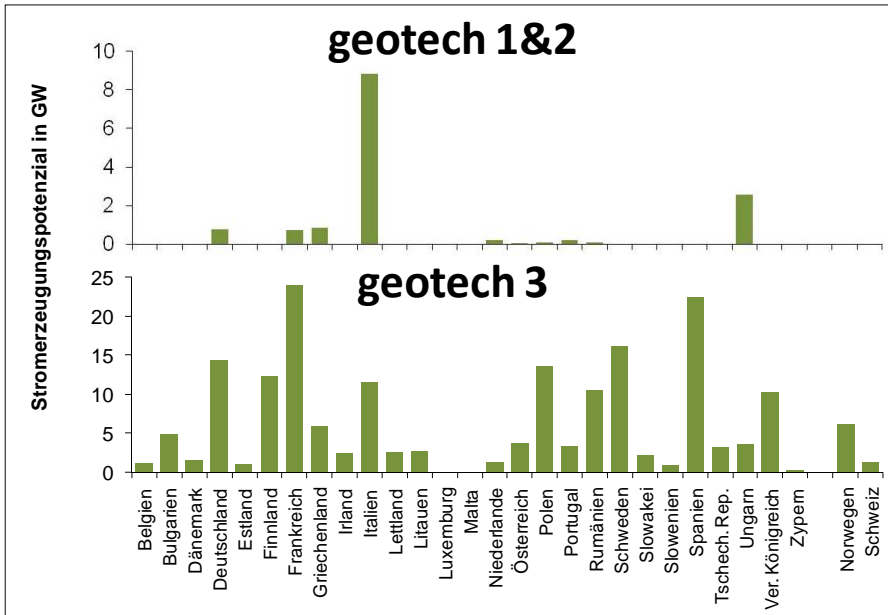
¹⁶⁰ So entstanden bspw. nach einer Stimulation in einer Anlage in Basel im Jahre 2006 mehrere kleinere Erdbeben mit Magnituden größer 3 auf der Richterskala, die Schäden an zahlreichen Gebäuden verursachten (vgl. SVG [2009]).

4.2.7.2 Potenzial

Das technische Angebotspotenzial von Geothermie berücksichtigt den heutigen Stand der Technik sowie strukturelle, ökologische und rechtliche Restriktionen auf der Angebotsseite. Das technische Nachfragepotenzial berücksichtigt zusätzliche Beschränkungen auf der Nachfrageseite. Das Stromerzeugungspotenzial ist generell geringer im Vergleich zum Wärmepotenzial, da eine effiziente Stromerzeugung erst bei relativ hohen Temperaturen möglich ist. Aufgrund der geringen Temperaturen weisen geothermische Kraftwerke einen Wirkungsgrad von etwa 10% auf.

Hydrothermale Vorkommen sind in wenigen Ländern Europas vorhanden. Im oberen Teil von Abbildung 4-30 sind die Potenziale der beiden hydrothermalen geothermischen Technologien dargestellt.

ABBILDUNG 4-30: GEOTHERMISCHES STROMERZEUGUNGSPOTENZIAL IM LORELEI-MODELL



Quelle: Eigene Berechnungen nach Kaytsass, C. et al. (2006) und Myslii, V. et al. (2005).

Dabei zeigt sich, dass die größten Vorkommen in Italien (insbesondere hydrothermale Hochenthalpie) vorhanden sind. Ungarn, Deutschland, Frankreich und Griechenland verfügen ebenfalls noch über nennenswerte Potenziale.

Die Bestimmung des petrothermalen Potenzials ist weitaus schwieriger, da das Hot-Dry-Rock-Verfahren in der Regel in jedem Land angewendet werden könnte. Im Rahmen der Arbeit wurden lediglich Potenziale bis zu einer Tiefe von 5.000 m berücksichtigt. Abbildung 4-30 zeigt, dass bei Bohrungen

bis zu dieser Tiefe bereits erhebliche Potenziale existieren.¹⁶¹ Inwieweit diese Potenziale zukünftig genutzt werden können, ist aufgrund genannter Unsicherheiten und dem daraus entstehenden weiteren Forschungsbedarf derzeit noch nicht absehbar.

4.2.7.3 Energieertrag

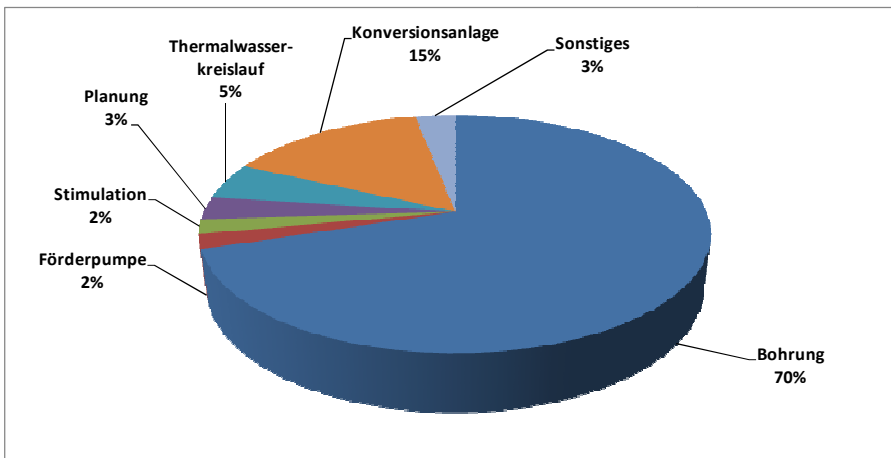
Da bei der Tiefengeothermie mit konstanter Wärmenutzung zu rechnen ist, wird im Rahmen des Modells von einer grundlastfähigen Erzeugungstechnologie ausgegangen. Für die hydrothermale Hochenthalpie-Technologie wird eine jährliche Auslastung von 7.000 Volllaststunden unterstellt. Die Volllaststunden der beiden anderen geothermischen Stromerzeugungstechnologien werden mit jeweils 7.500 h angesetzt.

4.2.7.4 Kosten

In Abbildung 4-31 ist die typische Zusammensetzung der Investitionskosten eines geothermischen Kraftwerks dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Kosten im Wesentlichen durch die Bohrkosten bestimmt werden. Diese machen einen Anteil von 70% an den gesamten Investitionskosten aus. Weitere kostenintensive Bestandteile sind die Konversionsanlage sowie der Aufbau des Thermalwasserkreislaufs mit einem Anteil von insgesamt 20%.

ABBILDUNG 4-31: ZUSAMMENSETZUNG DER INVESTITIONSKOSTEN VON GEOTHERMISCHEN KRAFTWERKEN

¹⁶¹ Die petrothermalen Potenziale basieren auf Berechnungen von Myslík, V. et al. (2005), die das Potenzial in Tiefen bis zu 5000 m und einer Minimaltemperatur von 130° C in der Tschechischen Republik analysierten. Für die übrigen europäischen Länder wurden die Potenziale der Tschechischen Republik auf Basis eines geeigneten Flächenindikators skaliert.



Quelle: Eigene Darstellung nach BMU (2007b).

Wie Tabelle 4-18 entnommen werden kann, liegen die Investitionskosten der verschiedenen geothermischen Stromerzeugungstechnologien teilweise erheblich auseinander. Dabei weist die hydrothermale Hochenthalpie-Technologie (geotech 1) die mit Abstand niedrigsten Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten auf. Dies liegt darin begründet, dass zum einen keine Bohrungen in Tiefen von mehreren tausend Metern stattfinden müssen, wie bei der petrothermalen Technologie. Zum anderen reicht die Temperatur der Heißwasseraquifere aus, um ohne ein weiteres organisches Wärmemedium, wie es bei einer Niederenthalpie-Technologie benötigt wird, eine Turbine antreiben zu können. Bisher durchgeführte Investitionsprojekte weisen jedoch erhebliche Unterschiede in den Gesamtkosten der Investition auf.¹⁶² Diese haben ihre Ursache vor allem in

¹⁶² Vgl. bspw. OECD/IEA (2010).

den unterschiedlichen geologischen Bedingungen der einzelnen Standorte. So können die Kosten einzelner Anlagen deutlich von den hier unterstellten durchschnittlichen Projektkosten abweichen. Insbesondere die Kosten für die Bohrung sind stark abhängig von der Bohrtiefe und der Gesteinsart.

TABELLE 4-18: ÖKONOMISCHE PARAMETER VON GEOTHERMISCHEN KRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL AM BEISPIEL DEUTSCHLANDS

Jahr	Investitionskosten			jährliche Betriebs- und Wartungskosten		
	geotech_1	geotech_2	geotech_3	geotech_1	geotech_2	geotech_3
	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW _a	€ ₂₀₀₉ /kW _a	€ ₂₀₀₉ /kW _a
2009	2.300	18.000	15.000	200	500	320
2010	2.295	17.856	14.625	199	499	319
2020	2.250	16.478	11.354	193	484	310
2030	2.205	15.206	8.814	188	469	300

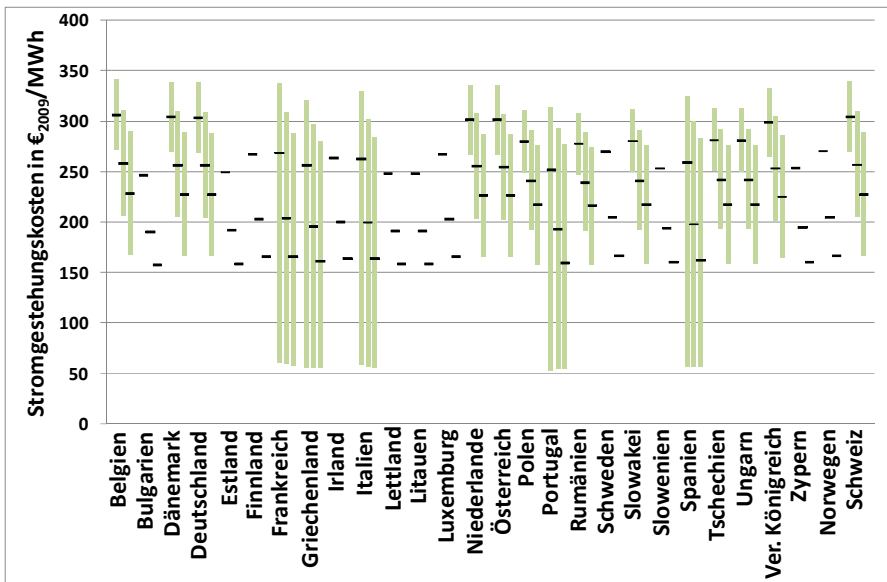
Quelle: Eigene Berechnungen nach Angaben von Anlagenbetreibern.

Zukünftig ist bei allen Technologien von Kostensenkungen auszugehen. Für die Hochenthalpie-Technologie wird aufgrund der technischen Reife die geringste Kostendegression zu erwarten sein. Die größten Kostensenkungspotenziale sind von der petrothermalen Technologie zu erwarten, da diese derzeit noch die am wenigsten entwickelte Technologie ist und zukünftig Größenvorteile aufgrund einer steigenden Anlagengröße realistisch erscheinen. Für die Niederenthalpie-Technologie wird erwartet, dass die Kosten nur moderat sinken werden. Im Rahmen der Arbeit wird unterstellt, dass diese geothermische Technologie auch langfristig am kostenintensivsten bleiben wird.

In Abbildung 4-32 ist die Entwicklung der geothermischen Stromgestehungskosten in den einzelnen Ländern bis 2030 aufgezeigt. Die

Balken zeigen die jeweilige Spanne der Stromgestehungskosten für den Fall, dass mehrere Erzeugungsoptionen zur Verfügung stehen. So weisen die Länder Frankreich, Griechenland, Italien, Portugal und Spanien die niedrigsten Stromgestehungskosten auf, da diese auf hydrothermale Hochenthalpie-Vorkommnisse zurückgreifen können.

ABBILDUNG 4-32: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON GEOTHERMIE IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromgestehungskosten für diese Technologie liegen mit ca. 50 bis 60 €/MWh im unteren Bereich der Kosten von erneuerbaren Energietechnologien. Die Stromgestehungskosten für petrothermale Hot-Dry-Roch-Technologien liegen derzeit noch bei mehr als 250 €/MWh. Bis

2030 sinken die Kosten dann annahmegemäß auf rund 170 €/2009/MWh. Für die Niederenthalpie-Technologie sind auch bis 2030 Stromgestehungskosten von mehr als 250 €/2009/MWh zu erwarten.

4.2.8 Wellenenergie

Eine der nutzbaren Meeresenergien ist die Wellenenergie. Wellen enthalten potenzielle und kinetische Energie, welche direkt genutzt werden kann. Für die idealisierte Tiefwasserwelle ohne Bodenreibung ist die Gesamtleistung einer auf einen Meter breiten normierten Welle direkt proportional dem Produkt aus Wellenhöhe zum Quadrat und der Wellenperiode.¹⁶³ So ist im theoretischen Maximalfall an der 250 km langen deutschen Nordseeküste bei einer typischen Wellenhöhe von 1,5 m und einer mittleren Wellenperiode von 6,2 s eine Gesamtleistung von 3,6 GW möglich, wobei Deutschland aufgrund einer relativ geringen Wellenleistung ein vergleichsweise geringes Potenzial aufweist. Für Europa wird in der Literatur insgesamt ein Potenzial von 320 GW angegeben.¹⁶⁴ Aufgrund dieses Potenzials wird die Wellenenergie bereits seit einigen Jahren erforscht. Erst in jüngerer Vergangenheit sind erste nennenswerte Projekte realisiert worden.¹⁶⁵

Derzeit wird an mehreren unterschiedlichen Technologien zur Gewinnung von Wellenenergie geforscht. Die aussichtsreichste Technologie beruht auf

¹⁶³ Vgl. im Folgenden Kaltschmitt, M. et al. (2006).

¹⁶⁴ CRES (2002).

¹⁶⁵ In 2000 wurden in Pico (Portugal) und Islay (Schottland) insgesamt 0,9 MW Wellenkraftwerke in Betrieb genommen. Seit 2008 ist das Projekt "Aguçadoura" in Portugal in Betrieb (vgl. Pelamis Wave Power Ltd. (2009)). Diese Pelamis-Wellenkraftwerke haben derzeit eine Gesamtleistung von 2,25 MW und sind aus drei Einheiten zu je 750 kW zusammengesetzt.

der Entwicklung des schottischen Unternehmens Pelamis Wave Power Ltd, welche große Stahlröhre durch Scharniergelenke flexibel verbindet und zu einer schlangenähnlichen Einheit zusammenführt. Diese Einheit schwimmt auf der Wasseroberfläche und ist mit Trossen am Meeresgrund so verankert, dass sie sich immer quer zum Wellenkamm ausrichtet. Durch das Auf und Ab der Wellen werden die einzelnen Stahlröhren in Schwingungen zueinander versetzt. Die zwischen den Schwimmkörpern befindlichen hydraulischen Zylinder nehmen die Bewegung auf und pumpen mit ihren Kolben Hydraulikgeneratoren an, die schließlich Strom erzeugen. Somit lassen sich bereits 80% der aufgenommenen Wellenenergie in elektrische Energie umwandeln. Effizient arbeitet die Anlage in einer Entfernung von 5 bis 10 Kilometern von der Küste in einer Meerestiefe von 50 bis 100 m, da dort die Wellen in der Regel die optimale Höhe erreichen. Zudem steigen die Kosten mit zunehmender Entfernung zur Küste aufgrund des notwendigen Netzanschlusses.

4.2.8.1 Potenzial

Zur Bestimmung des erschließbaren Wellenenergie-Potenzials in Europa wurden zunächst die potentiell nutzbaren Anteile der Küstenlinien geschätzt, welche zur Errichtung von Wellenkraftwerken zur Verfügung stünden. Hierbei wurde analog zur Wind Offshore auf Handelsrouten, militärische Nutzung, Naturschutzgebiete u. ä. Restriktionen geachtet. In der Literatur wird approximativ angenommen, dass rund 20% der Küstenlinien für die Nutzung von Wellenenergie zur Verfügung stehen.¹⁶⁶

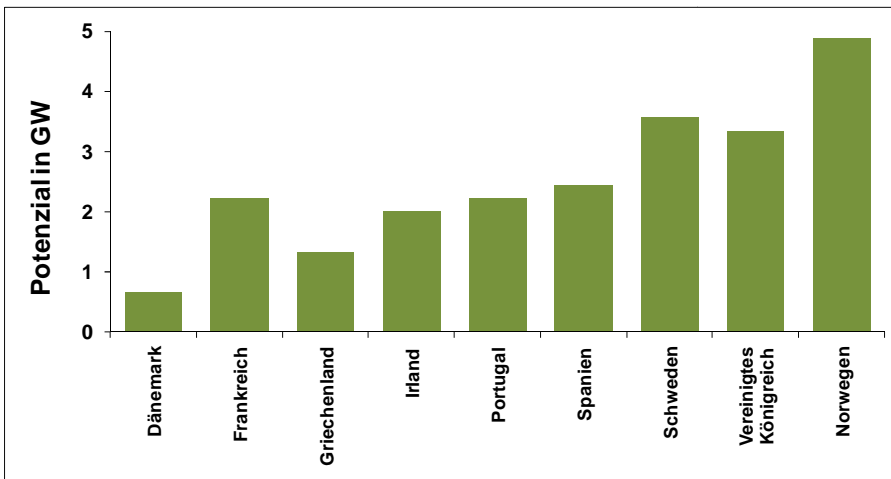
¹⁶⁶ California Energy Commission (2008). Für Dänemark wird aufgrund seines regen maritimen Verkehrs lediglich ein Anteil von 10% der Küstenlinie als Potenzial unterstellt.

Auf Basis länderspezifischer Studien¹⁶⁷, des europäischen Wellenenergieatlas¹⁶⁸ sowie der ermittelten Daten zur verfügbaren Küstenlänge in den einzelnen Ländern wurden schließlich die Stromerzeugungspotenziale für diejenigen Länder ermittelt, welche eine genügend hohe Wellenleistung aufweisen. Eine geringe Wellenleistung wird auch zukünftig aufgrund der geringen jährlichen Volllaststundenzahl ökonomisch keine Option darstellen. In Abbildung 4-33 sind die Potenziale für Wellenkraftwerke in den berücksichtigten Ländern dargestellt. Die größten Potenziale für Wellenenergie liegen demnach in Norwegen, Schweden und dem Vereinigten Königreich. An der deutschen, niederländischen und belgischen Küste ist die Nutzung von Wellenenergie aufgrund der geringen Wellenleistung ökonomisch nicht attraktiv.

ABBILDUNG 4-33: STROMERZEUGUNGSPOTENZIAL VON WELLENKRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL

¹⁶⁷ Marine Institute/Sustainable Energy Ireland (2005), BERR (2008).

¹⁶⁸ Murray, R.D. (2004).



Quelle: Eigene Berechnungen nach California Energy Commission (2008), Marine Institute/Sustainable Energy Ireland (2005), BERR (2008), Murray, R.D. (2004).

4.2.8.2 Energieertrag

Der Energieertrag für die Wellenenergiepotenziale in den jeweiligen Ländern wurde auf Basis einer Wellenenergiematrix berechnet, die den elektrischen Output anhand der Wellenhöhe und der Wellenperiode ermittelt.¹⁶⁹ Die Wellenhöhe variiert sehr stark je Land. So weisen bspw. Länder wie Norwegen, Irland, das Vereinigte Königreich, Spanien und Portugal vergleichsweise hohe Wellen und somit auch eine hohe Wellenleistung auf. Dies führt zu einer typischen Auslastung des Wellenkraftwerks von 2.000 bis 3.000 Volllaststunden pro Jahr. Hingegen ist die Wellenleistung im Mittelmeer sowie an großen Teilen der Nordsee (Schweden, Dänemark,

¹⁶⁹ Die Daten für die Wellenenergiematrix basieren auf Pelamis Wave Power (2010).

Frankreich) vergleichsweise niedrig. Die durchschnittliche Auslastung dieser Kraftwerke liegt bei deutlich weniger als 2.000 Volllaststunden je Jahr.

Der geringe Reifegrad der Technologie lässt zukünftig technologische Verbesserungen erwarten. Im Rahmen des Modells wird unterstellt, dass sich die Effizienz der Anlage alle fünf Jahre um einen Prozentpunkt erhöht.

4.2.8.3 Kosten

Da die Nutzung der Wellenenergie noch auf einer sehr jungen Technologie basiert und bisher im Wesentlichen Pilotprojekte realisiert wurden, ist eine belastbare Kostenbetrachtung nicht möglich. In der Literatur variieren die Investitionskosten teilweise erheblich.¹⁷⁰ In Tabelle 4-19 sind die im Rahmen des Modells unterstellten ökonomischen Parameter für Wellenkraftwerke dargestellt. Demnach sinken die Investitionskosten von anfänglich 4.000 €/2009/kW in 2009 auf 2.000 €/2009/kW in 2030. Die Entwicklung der Kosten für Wellenkraftwerke hängt jedoch sehr stark vom zukünftigen weltweiten Ausbau dieser Technologie ab, welcher derzeit noch nicht absehbar ist.

TABELLE 4-19: ÖKONOMISCHE PARAMETER VON WELLENKRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL

¹⁷⁰ Carbon Trust (2006) geht für Pilotprojekte von Investitionskosten zwischen 4.500 und 10.000 €/kW aus. Erste kommerzielle Anlagen werden dort mit 2.000 bis 5.000 €/kW angesetzt. Die California Energy Commission (2008) plant mit Investitionskosten von 2.169 €/kW. Das Projekt „Aguçadoura“ in Portugal hatte einen Investitionsumfang von rund 8 Mio. britischen Pfund, was Investitionskosten von ca. 4.100 €/kW entspricht. Dalton, G.J. et al. (2010) nennt Investitionskosten inkl. Netzanbindung in Höhe von 4.599 €/kW.

Jahr	Investitionskosten	jährliche Betriebs- und Wartungskosten
	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kW _a
2009	4.000	240
2010	3.900	234
2020	2.800	168
2030	2.000	120

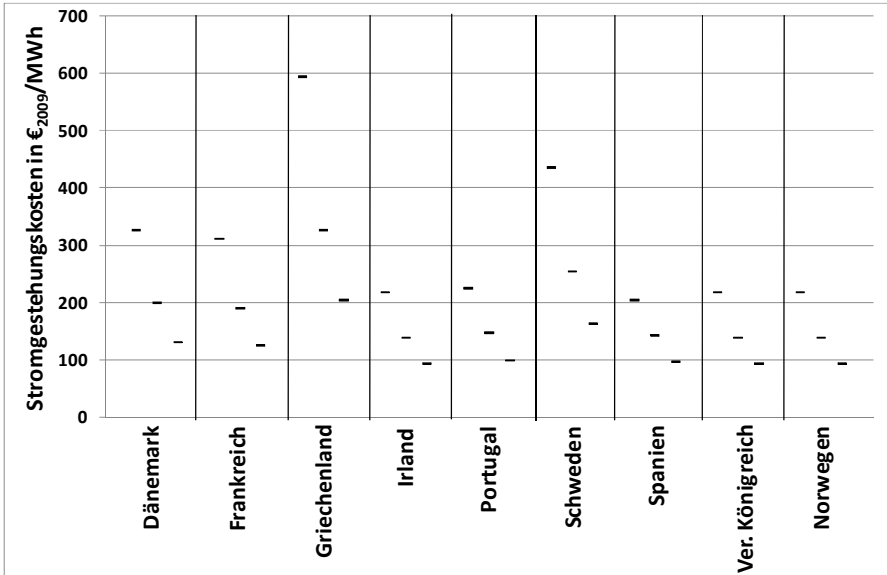
Quelle: Eigene Berechnungen nach Ernst & Young (2007), IEA (2009), EREC/Greenpeace (2010), Dalton, G.J. et al. (2010).

Für die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten werden in der Literatur Werte von bis zu 3% der Investitionssumme genannt.¹⁷¹ Dieser Wert wird im Rahmen des Modells unterstellt. Somit sinken die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten von rund 120 €₂₀₀₉/kW in 2009 auf rund 60 €₂₀₀₉/kW in 2030.

In Abbildung 4-34 sind die Stromgestehungskosten von Wellenkraftwerken von 2009 bis 2030 aufgezeigt. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Ländern begründen sich durch die unterschiedlichen Volllaststunden der Anlagen. Die kostengünstigsten Standorte befinden sich in Irland, Portugal, Spanien, dem Vereinigten Königreich und Norwegen, in denen die Stromgestehungskosten von derzeit rund 260 €₂₀₀₉/MWh annahmegemäß auf rund 110 €₂₀₀₉/MWh in 2030 sinken. Die teuersten im Rahmen des Modells noch berücksichtigten Standorte befinden sich in Griechenland und Schweden mit Stromgestehungskosten von mehr als 200 €₂₀₀₉/MWh in 2030.

¹⁷¹ Dalton, G.J. et al. (2010).

ABBILDUNG 4-34: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON WELLENKRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)



Quelle: Eigene Berechnungen.

4.2.9 Gezeitenenergie

Die Massenanziehungskräfte des Mondes und der Sonne gemeinsam mit der Erdrotation führen zu periodischen Wasserstandsänderungen der Meere. Grundsätzlich lässt sich dieser physikalische Zusammenhang energetisch auf zwei verschiedene Weisen nutzen. Bereits seit 1966 wird in Frankreich ein Gezeitenkraftwerk mit einer Leistung von 240 MW genutzt, bei welchem eine Bucht durch einen Damm vom Meer abgetrennt wird. Dabei strömt das Wasser bei Flut durch eine Schleuse in das Becken ein und wird bei Ebbe durch eine Turbine wieder aus dem Becken ausge-

lassen. Die Technik entspricht im Wesentlichen derjenigen eines typischen Wasserkraftwerks. Nachteile dieser Konstruktion sind die vergleichsweise kurzen Zeiträume der Energieproduktion, die hohen Kosten und die starken Umweltauswirkungen der sehr flächenintensiven Konstruktion.¹⁷²

Eine jüngere Technologie, welche nicht auf den Tidenhub sondern auf die Meeresströmungen abzielt wird bereits im Rahmen eines Pilotprojekts mit einer Anlagenleistung von 300 kW seit 2003 vor der Küste Englands betrieben. Die Anlage mit dem Namen „Seaflow“ ähnelt einer Windenergieanlage, wobei der Rotor unter Wasser von dem ständigen Wechsel der Gezeiten angetrieben wird. Das Prinzip ähnelt ebenfalls dem einer Windenergieanlage, wobei frei umströmte Turbinen ausreichend starke Wasserströmungen zur Stromerzeugung nutzen. Die Leistung einer Wasserströmung ist aufgrund der höheren Dichte von Wasser bei gleicher Strömungsgeschwindigkeit 1.000fach höher als die einer Luftströmung. Somit reicht die deutlich niedrigere Strömungsgeschwindigkeit des Wassers aus, um Turbinen anzutreiben.¹⁷³

Im Jahre 2008 wurde bereits die zweite Generation dieser Technologie an der Meerenge von Strangford in Nordirland in Betrieb genommen. Die neue Generation mit dem Namen „SeaGen“ verfügt über zwei Rotoren mit einer Gesamtleistung von 1,2 MW. Die beiden Rotoren mit einem Durchmesser von 16 m stehen auf einem Fundament, welches auf dem Meeresboden verankert ist. Einer der wesentlichen Vorteile dieser Technologie liegt darin begründet, dass die Stromerzeugung Jahre im Voraus berechnet werden kann und damit im Unterschied zur Windenergie oder Fotovoltaik

¹⁷² Vgl. bspw. Kaltschmitt, M. et al. (2006).

¹⁷³ BINE Informationsdienst (2004).

keine Wetterabhängigkeiten bestehen. In den vergangenen Jahren sind weitere Technologien im Rahmen von Gezeitenkraftwerken entwickelt worden bzw. sind noch im Entwicklungsstadium. Dabei ähnelt der technologische Ansatz sehr stark den „Seaflow“- bzw. „SeaGen“-Projekten.¹⁷⁴

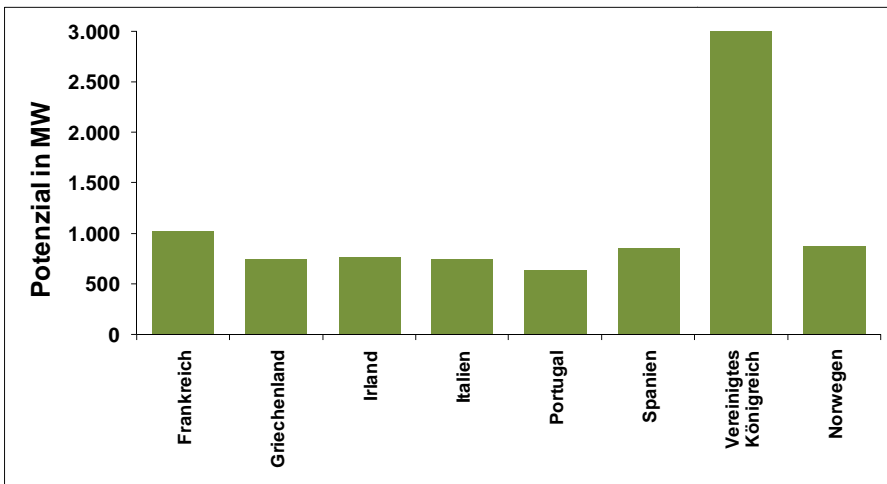
4.2.9.1 Potenzial

Die Bestimmung des Potenzials für Gezeitenenergie in Europa hat sich aufgrund mangelnder Literatur als sehr schwierig erwiesen. Detaillierte europäische Potenzialstudien sind nicht verfügbar. Daher wurden im Rahmen der Arbeit länderspezifische Studien ausgewertet und diese Ergebnisse auf andere Länder übertragen.¹⁷⁵ Wie Abbildung 4-35 zeigt, liegen die größten europäischen Potenziale in Großbritannien. Die weiteren Länder mit Gezeitenenergie-Potenzialen verfügen im Rahmen des Modells über deutlich weniger Potenzial. Insgesamt liegen die berücksichtigten Potenziale für die europäischen Länder bei ca. 9 GW.

ABBILDUNG 4-35: STROMERZEUGUNGSPOTENZIAL VON GEZEITEN-KRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL

¹⁷⁴ Vgl. bspw. O Rourke, F. et al. (2010).

¹⁷⁵ Carbon Trust (2006), Metoc (2007), Sustainable Energy Ireland (2006).



Quelle: Eigene Berechnungen nach Carbon Trust (2006), Metoc (2007), Sustainable Energy Ireland (2006).

4.2.9.2 Energieertrag

Der Energieertrag ist aufgrund der unterschiedlichen Meeresströmungsgeschwindigkeiten vom jeweiligen Standort der Anlage abhängig. Für die berücksichtigten Länder wurde von einer Auslastung zwischen 2.600 und 3.100 Volllaststunden pro Jahr ausgegangen.¹⁷⁶ Aufgrund von Effizienzsteigerungen erhöhen sich die Volllaststunden annahmegemäß zukünftig um ein Prozent alle fünf Jahre.

4.2.9.3 Kosten

Tabelle 4-20 zeigt die ökonomischen Parameter für Gezeitenkraftwerke.

¹⁷⁶ Iyer, A.S. et al. [2010] gibt für Großbritannien einen Auslastungsfaktor von 30% an.

TABELLE 4-20: ÖKONOMISCHE PARAMETER VON GEZEITENKRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL

Jahr	Investitionskosten	jährliche Betriebs- und Wartungskosten
	€ ₂₀₀₉ /kW	€ ₂₀₀₉ /kWa
2009	3.571	101
2010	3.514	98
2020	2.785	61
2030	2.460	52

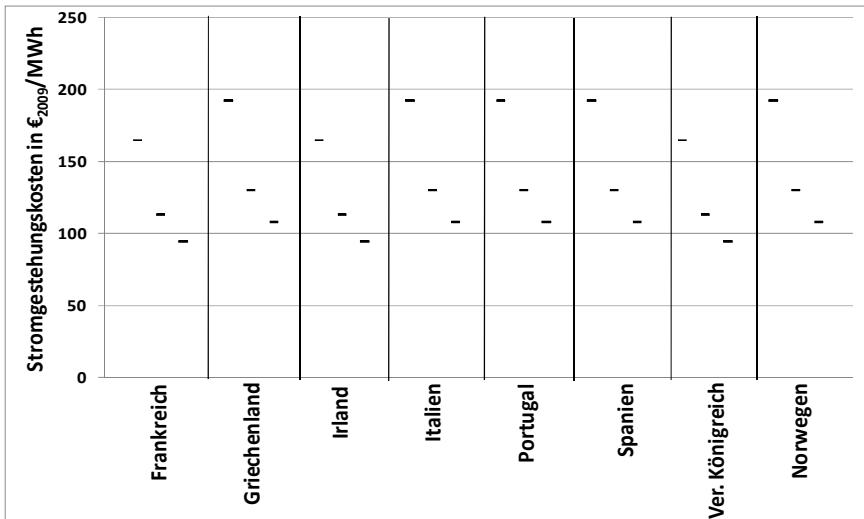
Quelle: Eigene Berechnungen nach Ernst & Young (2007).

Aufgrund der geringen Erfahrungswerte mit der Nutzung von Gezeitenenergie ist auch bei dieser Technologie eine belastbare Kostenabschätzung insbesondere für die Zukunft nicht möglich. Die in der Literatur angesetzten Angaben zu Investitionskosten liegen zum Teil deutlich auseinander.¹⁷⁷ Demnach sinken die Investitionskosten aufgrund des zu erwartenden technologischen Fortschritts von derzeit rund 3.600 €₂₀₀₉/kW auf rund 2.500 €₂₀₀₉/kW im Jahre 2030. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten insbesondere aufgrund abnehmenden Wartungsbedarfs im Laufe der Zeit sinken werden.

Abbildung 4-36 zeigt die daraus resultierenden Stromgestehungskosten von Gezeitenkraftwerken der einzelnen Länder bis zum Jahr 2030.

¹⁷⁷ Sustainable Energy Ireland (2006) nennt Investitionskosten zwischen 1.700 und 3.500 €/kW. Dementgegen liegen die Investitionskosten nach Sustainable Development Commission (2007) bei bis zu 9.000 €/kW. Die Studie von Carbon Trust nennt Investitionskosten zwischen 2.000 und 4.400 €/kW. Im Rahmen dieser Arbeit wird im Wesentlichen auf eine Studie der Unternehmensberatung Ernst & Young im Auftrag des britischen Departments of Trade & Industry (Ernst & Young (2007)) zurückgegriffen.

ABBILDUNG 4-36: ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON GEZEITENKRAFTWERKEN IM LORELEI-MODELL (2009, 2020, 2030)



Quelle: Eigene Berechnungen.

Derzeit liegen die Stromgestehungskosten bei 160 bis 200 €/MWh (2009). Bis 2030 sinken die spezifischen Erzeugungskosten in den wirtschaftlichsten Regionen Frankreichs, Irlands und des Vereinigten Königreichs auf weniger als 100 €/MWh (2009).

4.3 Fördersysteme für Erneuerbare Energien

Wie bereits in Kapitel 2.2 beschrieben, sind in den Ländern Europas derzeit mehrere unterschiedliche Förderinstrumente implementiert. Während die meisten Länder ein Festpreisvergütungssystem als Hauptförderinstrument eingeführt haben, nutzen andere Länder ein Bonussystem oder Quoten-

modell. In Tabelle 4-21 sind die unterschiedlichen Fördersysteme der einzelnen Länder dargestellt.¹⁷⁸

Die Ausgestaltung der Fördersysteme ist in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich. Tabelle 4-21 ist zu entnehmen, dass die Förderbedingungen in den verschiedenen Ländern bereits in der Auswahl der geförderten EE-Technologien sowie der Förderdauer zum Teil erhebliche Unterschiede aufweisen. Auch bzgl. weiterer Förderbedingungen existieren Unterschiede zwischen den einzelnen Ländern. So versuchen einige Länder wie bspw. Deutschland den technologischen Fortschritt mit Hilfe einer jährlichen Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen zu berücksichtigen. In anderen Ländern wie bspw. Frankreich werden die Vergütungssätze an die jährliche Inflation angepasst.

¹⁷⁸ In Tabelle 4-21 sind lediglich die Hauptförderinstrumente für Erneuerbare Energien dargestellt. In den meisten Ländern existieren zusätzlich noch weitere Subventionen einzelner EE-Technologien. Aufgrund der Vielzahl dieser sonstigen Förderbestimmungen werden hier lediglich die wichtigsten Förderinstrumente dargestellt. Im Rahmen des Modells wird sich auf diese Instrumente beschränkt.

TABELLE 4-21: BERÜCKSICHTIGUNG DER DERZEIT EXISTIERENDEN EUROPÄISCHEN EE-HAUPTFÖRDERINSTRUMENTE IM LORELEI-MODELL

	Hauptförderinstrumente				Geförderte Technologien						
	Festpreisvergütung	Bonus-system	Quotenmodell	Sonstige	Wind	Fotovoltaik	Geothermie	Biogas	Biomasse	kleine Wasserkraft	Dauer der Förderung
Belgien			○		●	●	●	●	●	●	o.B. ⁵
Bulgarien	○				●	●	●	●	●	●	15-25
Dänemark		○			●	●		●	●	●	10-20
Deutschland	○				●	●	●	●	●	●	15-20
Estland	○	○			●	●	●	●	●	●	12
Finnland	○ ²			○ ¹	●			●	●		12
Frankreich	○				●	●	●	●	●	●	15-20
Griechenland	○				●	●	●	●	●	●	20
Großbritannien			○		●	●	●	●	●	●	o.B. ⁵
Irland	○				●			●	●		15
Italien	○ ³		○		●	●	●	●	●	●	15
Lettland	○				●	●			●	●	20
Litauen	○				●	●		●	●	●	o.B. ⁵
Luxemburg	○				●	●		●	●	●	15-20
Malta	○			○ ¹	●	●					o.B. ⁵
Niederlande		○			●	●		●	●		12-15
Norwegen			○ ⁴	○ ¹	●	●	●	●	●	●	o.B. ⁵
Österreich	○				●	●	●	●	●	●	11
Polen			○		●	●	●	●	●	●	o.B. ⁵
Portugal	○				●	●	●	●	●	●	12-25
Rumänien			○		●	●	●	●	●	●	o.B. ⁵
Schweden			○ ⁴		●	●	●	●	●	●	o.B. ⁵
Schweiz	○				●	●	●	●	●	●	20-25
Slowakei	○				●	●	●	●	●	●	12
Slowenien	○	○			●	●	●	●	●	●	15
Spanien	○	○			●	●	●	●	●	●	15-25
Tschech. Rep.	○	○			●	●	●	●	●	●	20-30
Ungarn	○				●	●	●	●	●	●	20
Zypern	○			○ ¹	●	●		●	●		20

¹Subventionen und steuerliche Vergünstigungen ²für Torf; Wind ab 2010 angedacht ³für Kleinanlagen ⁴ab 2012 gemeinsames Quotenmodell von Schweden und Norwegen ⁵ohne Befristung ⁶Subvention für kleine Solar- und Wasserkraft; Kreditgarantie für lokale Windkraftanlagen

Quelle: Eigene Darstellung nach BMU (2010).

Insgesamt zeigt sich, dass die Förderbedingungen in den europäischen Ländern sehr unterschiedlich ausgestaltet sind. Modellgestützte Analysen können generell nicht alle in der Realität existierenden Rahmenbedingungen berücksichtigen. Es ist stets eine Fokussierung auf die wesentlichen Rahmenbedingungen notwendig. Daher werden im Rahmen der quantitativen Analyse eines „Business-as-usual“-Szenarios in Kapitel 6 lediglich die wesentlichen Förderparameter der einzelnen Ländersysteme berücksichtigt. Für diejenigen Länder mit der Option eines Festpreisvergütungs- und Bonussystems wird das Bonussystem unterstellt, da dieses in der Realität auch meist genutzt wird.¹⁷⁹ Dies gilt für die Länder Estland, Slowenien, Spanien und die Tschechische Republik. Für Finnland wird für feste Bioenergie eine Festpreisvergütung unterstellt. Da EE-Technologien wie Windenergie und Fotovoltaik in Finnland einen Investitionskostenzuschuss in Höhe von 40% erhalten, werden im Rahmen der Modellierung die Investitionskosten in gleicher Höhe abgesenkt. Für Italien wird im Rahmen des Modells ein Festpreisvergütungssystem unterstellt, da sich der Grünstromzertifikatspreis in der Realität sehr stark an dem Ausgabepreis der vom italienischen Netzbetreiber GSE ausgegebenen Grünstromzertifikate orientiert. Der Netzbetreiber nimmt Einfluss auf den Marktpreis, indem überschüssige Zertifikate aufgekauft und zusätzlich benötigte Zertifikate emittiert werden können.¹⁸⁰ Für Norwegen und Schweden wird ab 2012 ein gemeinsames Quotensystem unterstellt. Da die Höhe der zu erreichenden Quote bekannt ist, wird die Summe der EE-Ziele der beiden Länder als Quote unterstellt.

¹⁷⁹ So nutzten bspw. in 2007 rund 97% der Windenergieanlagenbetreiber in Spanien die Bonusvergütung (vgl. bspw. Klessmann, C. et al. (2008)).

¹⁸⁰ Ministero dello Sviluppo Economico (2008).

4.4 Diskussion einschränkender Annahmen

Bei der Modellierung von Energiemärkten ist es notwendig, von der Realität zu abstrahieren. Die Berücksichtigung der in der Realität bestehenden einzelnen Rahmenbedingungen ist für eine Modellierung meist deutlich zu komplex. Zudem sind die zukünftigen Entwicklungen der Rahmenbedingungen mit sehr starken Unsicherheiten behaftet. Dies gilt insbesondere auch für die Modellierung von Erneuerbaren Energien. Neben den Unsicherheiten über die Ausgestaltung der zukünftigen Förderung in den einzelnen Ländern lassen sich bspw. auch Entwicklungen der Kostenhöhe und -struktur der EE-Technologien, der langfristigen Potenziale sowie der technischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen nicht exakt vorhersagen. Daher sind Prognosen über die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren Energien mit großen Unsicherheiten verbunden. Um diese zu berücksichtigen, werden Szenarienanalysen durchgeführt, welche mögliche Entwicklungen der Erneuerbaren Energien unter bestimmten Annahmen aufzeigen. Diese sind in den vorangegangenen Abschnitten dieses Kapitels dargestellt.

In den folgenden Abschnitten werden Annahmen nochmals aufgegriffen und diskutiert, welche einen maßgeblichen Einfluss auf die Ergebnisse der Analyse bzgl. der Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Europa haben. Zu diesen gehört zum einen das unterstellte Stromerzeugungspotenzial der einzelnen EE-Technologien. Im Rahmen der Sensitivitäten werden für die einzelnen Technologien vergleichsweise – d.h. gegenüber der Referenz – hohe Potenziale unterstellt. Dabei wird unterstellt, dass die einzelnen Länder ihre derzeitigen zum Teil politisch bzw. gesellschaftlich restringierten Potenziale insbesondere für relativ kostengünstige Erzeugungstechnologien erweitern werden. Zum anderen hängt der zukünftige Ausbau der Erneuerbaren Energien auch maßgeblich von den unterstellten

Kostenentwicklungen ab. Im Rahmen der Sensitivitäten wird ein im Vergleich zum Referenzszenario niedrigerer weltweiter Ausbau einzelner EE-Technologien unterstellt. Da bereits im Referenzszenario ein deutlicher Anstieg der weltweiten Bedeutung für EE unterstellt wird, überprüft die Sensitivität, wie sich die Ergebnisse verändern würden, wenn der Klimaschutz und damit auch die EE in den außereuropäischen weniger Stellenwert einnimmt. Im Folgenden werden diese beiden Parameter genauer betrachtet.

4.4.1 Europäische Stromerzeugungspotenziale der Erneuerbaren Energien

Wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten erläutert, basieren die im Modell vorausgesetzten Potenziale auf Literaturwerten sowie auf eigenen Berechnungen. Während für die Windenergie sowie die Fotovoltaik als langfristiges Potenzial die insgesamt verfügbare Fläche berücksichtigt wird, erfolgt die Potenzialbestimmung bei der Bioenergie auf Basis verfügbarer Brennstoffe und bei den sonstigen EE-Technologien auf Basis von insgesamt installierbaren Kapazitäten. Da in diesem Abschnitt lediglich diejenigen Annahmen diskutiert werden, von denen ein maßgeblicher Einfluss auf die Ergebnisse der quantitativen Analyse in Kapitel 6 erwartet wird, beschränkt sich die Diskussion auf die EE-Technologien Wind Onshore, Wind Offshore und Bioenergie. Durch Anpassungen der Potenzialannahmen der übrigen EE-Technologien wird kein wesentlicher Einfluss auf die Ergebnisse erwartet. Entweder spielen diese keine bedeutende Rolle in der europäischen Stromerzeugung (kleine Wasserkraft, Gezeiten- und Wellenenergie, Geothermie) oder aber das Potenzial stellt keinen restringierenden Faktor dar (Fotovoltaik).

4.4.1.1 Wind Onshore

Die Entwicklung des langfristigen Zubaus von Wind Onshore wird maßgeblich von der Annahme des verfügbaren Flächenpotenzials beeinflusst. Die Höhe dieses Potenzials ist neben geologischen und meteorologischen Bedingungen wesentlich von der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängig. In Tabelle 4-22 sind die im Rahmen dieser Arbeit unterstellten sowie die in der Literatur genannten Flächenpotenziale für Wind Onshore in Europa aufgezeigt. Die Literaturangaben sind im Vergleich zu den eigenen Annahmen höher. Dies liegt insbesondere daran, dass dort im Gegensatz zum LORELEI-Modell sowohl die Türkei als auch Island als flächenstarke Länder mit berücksichtigt werden.

TABELLE 4-22: SENSITIVITÄTEN BZGL. FLÄCHENPOTENZIALE FÜR WIND ONSHORE IN EUROPA

	Flächenpotenzial in km ²	Potenzial in GW
<u>Literatur:</u>		
Energy Watch Group (2008) ¹⁾	27.056	487
<u>eigene Annahmen:</u>		
Referenz	20.651	260
Sensitivität	23.673	300
¹⁾ Werte gelten für OECD-Europa (EU-15 zzgl. Tschechische Republik, Ungarn, Island, Norwegen, Polen, Slowakei, Schweiz, Türkei)		

Quelle: Eigene Berechnungen nach Energy Watch Group (2008).

Im Rahmen der Arbeit wird für den Referenzfall ein Flächenpotenzial von 20.651 km² für die berücksichtigten Länder (EU-27 zzgl. Norwegen und

Schweiz) unterstellt.¹⁸¹ Diese repräsentieren 1,4% der als potentiell nutzbar unterstellten Fläche eines Landes.¹⁸² Würde die gesamte Fläche mit WEA der neueren Generation zugebaut, so könnten Windenergiekapazitäten in Höhe von rund 260 GW errichtet werden. Für Deutschland würde sich dementsprechend eine installierbare Leistung von rund 34 GW ergeben.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird für die modellierten Länder ein gesamtes Flächenpotenzial in Höhe von 23.673 km² unterstellt. Dies entspricht einem Anteil von 1,6% der potentiell verfügbaren Fläche. Unter dieser Annahme könnten in Europa rund 300 GW WEA installiert werden. Somit würden bspw. in Deutschland Flächenpotenziale für rund 39 GW WEA-Kapazitäten zur Verfügung stehen.

4.4.1.2 Wind Offshore

Im Gegensatz zu Wind Onshore ist bei Wind Offshore das langfristig verfügbare Flächenpotenzial kein restringierender Faktor im Modell, da mit rund 20.000 km² ein ausreichend hohes Potenzial bis zum Jahr 2030 zur Verfügung steht. Aufgrund der technologischen Herausforderungen mit dem Errichten solcher Offshore-WEAs ist jedoch eine Prognose bzgl. der möglichen Geschwindigkeit des Zubaus von Offshore-WEAs mit erheb-

¹⁸¹ Dies bedeutet eine Vervielfachung um mehr als den Faktor 3 der in Ende 2009 genutzten Fläche für Windenergieanlagen in Europa. Ende 2009 wurden in den modellierten Ländern insgesamt rund 6.000 km² an Fläche für WEA genutzt.

¹⁸² Als potentiell nutzbare Fläche gilt hier die gesamte Landesfläche abzüglich Siedlungs-, Verkehrs- und Wasserflächen, Wälder, Naturschutzgebiete und Nationalparks. Zusätzlich abgezogen werden Flächen mit geringeren jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten als 6 m/s in einer Höhe von 100 m, welche aufgrund des geringen Windenergieertrages wirtschaftlich nicht sinnvoll nutzbar sind.

lichen Unsicherheiten behaftet. Durch die starke Abhängigkeit von den Wetterbedingungen sowie der Verfügbarkeit von für den Aufbau der Anlagen speziellen Schiffe wird sich erst mit zunehmender Erfahrung in den nächsten Jahren herausstellen, welches jährliche Zubaupotenzial zukünftig realistisch sein wird. Um diese Unsicherheit zu berücksichtigen, wurden unterschiedliche Annahmen zu jährlichen Zubaurestriktionen in Europa unterstellt.

In Tabelle 4-23 sind die im Rahmen dieser Arbeit unterstellten Annahmen bzgl. der jährlichen Zubaurestriktionen für Offshore-WEA für die modellierten Länder dargestellt. Im Referenzfall steigt demnach der mögliche jährliche Zubau von 2 GW zwischen 2011 und 2015 auf rund 8 GW zwischen 2026 und 2030. Insgesamt ist somit ein Zubau von Offshore-WEA in Europa von 95 GW bis 2030 möglich.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird ein maximal möglicher Zubau von 2,8 GW zwischen 2011 und 2015 bis zu 11,4 GW zwischen 2026 und 2030 angenommen. Auf Basis dieser Werte ist ein Zubau von insgesamt 133 GW bis 2030 möglich.

TABELLE 4-23: SENSITIVITÄTEN BZGL. DER PERIODISCHEN ZUBAURESTRIKTION FÜR WIND OFFSHORE IN EUROPA

	maximal möglicher EU-weiter Zubau von Offshore-WEA in MW/a			
	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030
Referenz	2.000	3.400	5.440	8.160
Sensitivität	2.800	4.760	7.616	11.424

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4.1.3 Bioenergie

Bei der Bioenergie besteht im Unterschied zur Windenergie die Unsicherheit bzgl. des Ausbaus dieser EE-Technologie im zur Verfügung stehenden Brennstoffpotenzial. Dessen zukünftiger Entwicklungspfad ist von einer Reihe von Faktoren abhängig. Neben Raumordnungsaspekten wird insbesondere die Nutzungskonkurrenz zu alternativen Verwendungen der Pflanzen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung des Brennstoffpotenzials für die Bioenergie haben.¹⁸³

In Tabelle 4-24 sind die Annahmen zu den im Modell unterstellten jährlichen Brennstoffpotenzialen für die Bioenergie dargestellt. Im Referenzfall steigt das verfügbare Potenzial von 1.234 TWh_{th} in 2010 auf 1.635 TWh_{th} in 2030. Im Rahmen der Sensitivität wird ein höheres Potenzial unterstellt. Im Vergleich zur Referenz wird angenommen, dass das Potenzial der einzelnen biogenen Energieträger ab 2015 um 20% höher liegt. Von dieser Annahme ausgenommen sind die beiden Brennstoffe Altholz und Klärschlamm, da diese im Gegensatz zu den anderen Brennstoffen weitestgehend unabhängig von alternativen Verwendungen sind. Unter dieser Annahme steigen in der Sensitivität die unterstellten Brennstoffpotenziale auf 1.895 TWh_{th} in 2030.

TABELLE 4-24: SENSITIVITÄTEN BZGL. DER JÄHRLICHEN BRENNSTOFFPOTENZIALE FÜR BIOENERGIE IN EUROPA

¹⁸³ Vgl. Abschnitt 4.2.3.

	jährliches Brennstoffpotenzial in Europa in TWh_{th}				
	2010	2015	2020	2025	2030
Referenz	1.234	1.395	1.558	1.596	1.635
Sensitivität	1.234	1.609	1.804	1.849	1.895

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4.2 Technologischer Fortschritt

Neben Annahmen zu den Ausbaupotenzialen der EE wird auch von Annahmen bzgl. des weltweiten Ausbaus einzelner EE-Technologien erwartet, dass diese einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung des EE-Ausbaus in Europa haben werden. Wie bereits in Abschnitt 3.2.1 erläutert, wirkt sich unter Berücksichtigung des Erfahrungskurvenansatzes der weltweite EE-Zubau auf die Entwicklung der Kosten der Erneuerbaren Energien aus. Im Rahmen der quantitativen Analyse in Kapitel 6 bleiben die Lernraten entsprechend der in Kapitel 4 unterstellten Höhe für alle Szenarien identisch. Im folgenden Abschnitt werden die Annahmen zu den EE-Ausbauten, welche zur Bestimmung der Kosteneffekte erforderlich sind, aufgezeigt. Auf Basis von Prognosen zum weltweiten Ausbau der EE-Technologien sowie Annahmen zum europäischen Zubau werden die EE-Zubauten außerhalb Europas bestimmt. Da im Rahmen der quantitativen Analyse lediglich für Wind Onshore, Wind Offshore und Fotovoltaik Erfahrungskurven und somit Lernraten unterstellt werden, beschränkt sich folgender Abschnitt auf diese EE-Technologien.

4.4.2.1 Wind Onshore

In Tabelle 4-25 sind veröffentlichte Prognosen zum weltweiten EE-Ausbau dargestellt. Im Rahmen der Studien wurden die für den EE-Ausbau relevanten politischen, technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen

stets variiert, so dass verschiedene Ausbauprognosen resultieren. Die Zubauprognosen der dargestellten Studien bewegen sich für die weltweit installierte Kapazität von Onshore-WEAs in 2030 zwischen knapp 500 und 2.400 GW. Die starke Differenz innerhalb einer Studie resultiert durch Variation der Rahmenbedingungen. Die Studie GWEC/Greenpeace (2008) beinhaltet bereits die gesamte genannte Bandbreite der Prognose. Die Prognosen der Studien von EREC/Greenpeace (2010), Energy Watch Group (2008) und IEA (2009) sind innerhalb dieser Bandbreite wiederzufinden. Im Rahmen der modellgestützten Analyse wird für den Referenzfall von einem Anstieg der weltweit installierten Kapazität von 140 GW in 2009 auf 1.420 GW in 2030 ausgegangen. Der EE-Ausbau außerhalb Europas wird im Rahmen der Referenzanalyse für alle Szenarien als identisch unterstellt.¹⁸⁴ Er steigt von 73 GW in 2009 auf 1.175 GW in 2030. Demnach wird für den Referenzfall angenommen, dass der außereuropäische Zubau im Vergleich zum Zubau innerhalb Europas deutlich stärker ansteigen wird.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird unterstellt, dass der weltweite WEA-Zubau im Vergleich zur Referenz deutlich niedriger ausfällt. Die installierte Kapazität in 2030 liegt mit knapp 500 GW um rund zwei Drittel niedriger. Daraus resultiert auch ein deutlich niedriger außereuropäischer Zubau. Es wird angenommen, dass sich innerhalb und außerhalb Europas der EE-Zubau in einer ähnlichen Größenordnung entwickeln wird. Dies führt im Rahmen der modellgestützten Analyse dazu, dass der WEA-Zubau

¹⁸⁴ Vgl. Abschnitt 3.2. Die Annahmen bzgl. des außereuropäischen Zubaus ergeben sich unter Berücksichtigung des dargestellten weltweiten Zubaus sowie einer Prognose bzgl. des Ausbaus innerhalb Europas. Die Prognose zum EE-Zubau in Europa basiert auf Berechnungen eines Business-as-usual-Szenarios im Rahmen der modellgestützten Analyse in Kapitel 0.

in Europa in der Sensitivitätsanalyse deutlich stärkeren Einfluss auf die Kostenentwicklung der WEA haben wird als im Referenzfall.

TABELLE 4-25: PROGNOSEN BZGL. DES WELTWEITEN UND AUßEREUROPÄISCHEN ZUBAUS VON ONSHORE-WEAS

Autoren	Szenario	2009	2010	2020	2030
		installierte Kapazität in GW			
EREC/Greenpeace (2010) (weltweit)	Reference			417	595
	Energy Revolution			878	1.733
	Advanced Energy Revolution			1.140	2.241
GWEC/Greenpeace (2008) (weltweit)	Reference		139	352	496
	Moderate		172	709	1.420
	Advanced		186	1.081	2.375
Energy Watch Group (2008) (weltweit)	Low Variant				946
	HighVariant			610	1.843
IEA (2009) ¹⁾ (weltweit)	Reference			422	600
	Szenario 450			495	1.030
eigene Annahmen (weltweit)	Referenz	140	172	709	1.420
	Sensitivität	140	165	352	496
eigene Annahmen (außerhalb Europas)	Referenz	73	88	537	1.175
	Sensitivität	73	81	180	251
¹⁾ inkl. Wind Offshore					

Quelle: Eigene Berechnungen nach EREC/Greenpeace (2010), GWEC/Greenpeace (2008), Energy Watch Group (2008), IEA (2009).

4.4.2.2 Wind Offshore

Die in Tabelle 4-26 dargestellten öffentlich verfügbaren Prognosen für Offshore-WEA gehen davon aus, dass bis 2030 zwischen rund 200 und 900 GW WEA-Kapazitäten weltweit installiert sein werden. Die Prognose

der Energy Watch Group (2008) liegt im Vergleich zur Prognose der IEA (2009) deutlich höher. Aufgrund der bereits erläuterten praktischen Probleme bei der Installation der WEA auf dem Meer wird letztere Prognose jedoch als deutlich realistischer eingeschätzt und dient daher auch als Referenzprognose im Rahmen der Analyse. Es wird zudem davon ausgegangen, dass außerhalb Europas rund zwei Drittel des gesamten Ausbaus erfolgen wird. Demnach wird ein Anstieg der Offshore-WEA-Kapazitäten auf 195 GW (weltweit) bzw. 110 GW (außerhalb Europas) angenommen. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird analog zu Onshore-WEAs ein deutlich niedriger Ausbau auf lediglich 130 GW (weltweit) und 45 GW (außerhalb Europas) unterstellt.

TABELLE 4-26: PROGNOSEN BZGL. DES WELTWEITEN UND AUßEREUROPÄISCHEN ZUBAUS VON OFFSHORE-WEA

Autoren	Szenario	2009	2010	2020	2030
		installierte Kapazität in GW			
Energy Watch Group (2008) (weltweit)	Low Variant				406
	HighVariant			108	921
IEA (2009) (weltweit)	Szenario 450			64	195
eigene Annahmen (weltweit)	Referenz	3	5	64	195
	Sensitivität	3	5	43	130
eigene Annahmen (außerhalb Europas)	Referenz	1	3	31	110
	Sensitivität	1	3	10	45

Quelle: Eigene Berechnungen nach Energy Watch Group (2008), IEA (2009).

4.4.2.3 Fotovoltaik

In den für den weltweiten Zubau von Fotovoltaikanlagen veröffentlichten Prognosen bestehen erhebliche Unterschiede je nach unterstellten Rah-

menbedingungen in den einzelnen Szenarien. Diese gehen von einem Anstieg der installierten Kapazität zwischen rund 200 und rund 1.300 GW bis 2030 aus. Der im Rahmen der Modellierung unterstellte weltweite Kapazitätszubau liegt im Rahmen der Bandbreite dieser Prognosen und steigt im Referenzfall auf 650 GW in 2030.

TABELLE 4-27: PROGNOSEN BZGL. DES WELTWEITEN UND AUßEREUROPÄISCHEN ZUBAUS VON FOTOVOLTAIK

Autoren	Szenario	2009	2010	2020	2030
		installierte Kapazität in GW			
EREC/Greenpeace (2010) (weltweit)	Reference			80	184
	Energy Revolution			335	1.036
	Advanced Energy Revolution			439	1.330
Energy Watch Group (2008) (weltweit)	Low Variant				258
	HighVariant				701
IEA (2009) (weltweit)	Reference			102	244
	Szenario 450			117	403
eigene Annahmen (weltweit)	Referenz	32	47	301	650
	Sensitivität	32	45	210	420
eigene Annahmen (außerhalb Europas)	Referenz	16	20	181	411
	Sensitivität	16	18	90	181

Quelle: Eigene Berechnungen nach EREC/Greenpeace (2010), Energy Watch Group (2008), IEA (2009).

Es wird angenommen, dass rund zwei Drittel des Zubaus außerhalb Europas stattfinden wird. Um die Annahmen der Sensitivität konsistent zur Sensitivität von Windenergieanlagen zu halten, wird auch für die Fotovoltaik von einem niedrigeren weltweiten und außereuropäischen Zubau ausgegangen. Dies führt dazu, dass der im Rahmen der Modellierung resul-

tierende szenarienspezifische Zubau innerhalb Europas einen größeren Einfluss auf die Kostenentwicklung der Fotovoltaik haben wird.

5 DAS MODELL LORELEI

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die zugrunde liegende Datenbasis dargestellt und diskutiert wurde, wird im folgenden Kapitel das Erneuerbare Energien Modell LORELEI (Linear Optimization Model for Renewable Electricity Sources in Europe) erläutert. Nachdem zunächst ein Überblick über die Modellstruktur sowie die technologische, regionale und zeitliche Auflösung gegeben wird, erfolgt im Anschluss die formale Darstellung der Zielfunktion sowie der wesentlichen Nebenbedingungen.

5.1 Modellstruktur und -auflösung

5.1.1 Modellstruktur

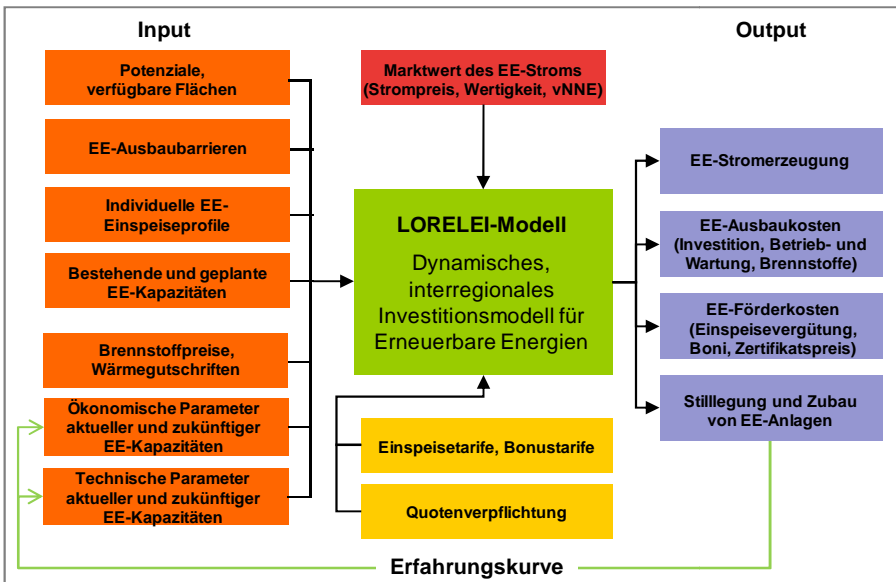
Das LORELEI-Modell ist ein dynamisches interregionales Investitionsmodell für Erneuerbare Energien. Der Ansatz der modellgestützten Analyse der zukünftigen Entwicklung der Erneuerbaren Energien liegt darin, möglichst alle für die Investition in Erneuerbare Energien entscheidungsrelevanten Parameter abzubilden und darauf basierend einen zukünftigen Entwicklungspfad der EE abzuleiten. Die Investitionsentscheidung für Erneuerbare Energien basiert auf einem betriebswirtschaftlichen Kalkül. Es würde unter gegebenen Rahmenbedingungen immer dann zugebaut, wenn zu erwarten ist, dass die Vollkosten der EE-Technologien unterhalb der Vergütungen liegen. Die von der Politik gesetzten Ausbauziele sind dabei nicht entscheidungsrelevant.¹⁸⁵

¹⁸⁵ Das Modell ist normativer Art. Es werden zukünftige Entwicklungen der Erneuerbaren Energien u.a. auch unter zu Beginn definierten politischen Rahmenbedingungen im Rahmen von Szenarien analysiert.

Ein Überblick der Modellstruktur mit den wesentlichen In- und Outputs ist in

Abbildung 5-1 dargestellt.

ABBILDUNG 5-1: STRUKTUR DES LORELEI-MODELLS



Quelle: Eigene Darstellung.

Neben den detaillierten wirtschaftlichen (z.B. Investitionskosten, jährliche Fixkosten, Abschreibungsdauer, Zinssatz) und technischen Parametern (z.B. Wirkungsgrad, Anlagengröße, technische Lebensdauer) von EE-Anlagen werden zusätzlich Brennstoffpreise und Wärmegutschriften für Anlagen auf Basis von Bioenergie ins Modell implementiert. Daneben werden die Bestandsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien erfasst und deren

Stilllegungspfad auf Basis ihrer unterstellten technischen Lebensdauer vorgegeben. Im Modell besteht die Möglichkeit, dass EE-Anlagen auch aufgrund wirtschaftlicher Aspekte vorzeitig stillgelegt werden (bspw. Repowering von Windenergieanlagen). Zudem werden bereits in Bau befindliche Anlagenparks (bspw. für Wind Offshore) ins Modell aufgenommen. Für die einzelnen EE-Technologien werden individuelle Einspeisepprofile ermittelt, welche in Form durchschnittlicher jährlicher Volllaststunden ins Modell einfließen.

Neben den anlagenspezifischen Parametern fließen außerdem kurz- und langfristige Zubaurestriktionen in das Modell ein. Während langfristig insbesondere Potenzialbeschränkungen bestehen, sind kurzfristig insbesondere Restriktionen der jährlich zur Verfügung stehenden Neuanlagen bzw. der Herstellerkapazitäten zu berücksichtigen.

Ein weiterer Eingangsparameter für das EE-Modell ist der Marktwert des erzeugten und eingespeisten EE-Stroms.¹⁸⁶ Dieser Marktwert orientiert sich an den zu erzielenden Erlösen durch Verkauf des Stroms auf dem Großhandelsmarkt. Dabei sind die durchschnittlichen Erlöse für die einzelnen EE-Technologien in der Höhe unterschiedlich, da die Technologien sehr unterschiedliche Einspeisestrukturen aufweisen und somit unterschiedlich in Peak- und Offpeak-Zeiten einspeisen.

¹⁸⁶ Der Marktwert des EE-Stroms ist stets dann relevant, wenn die EE-Betreiber ihren Strom direkt am Strommarkt veräußern (Direktvermarktung). Beim Einspeisevergütungssystem ist dies der Fall, wenn entweder keine Vergütung mehr gezahlt wird oder aber der Verkauf am Strommarkt im Vergleich zur Vergütungszahlung attraktiver ist. Beim Bonussystem und Quotenmodell ist die Direktvermarktung Teil des Konzepts des Fördersystems und daher immer relevant.

Einer der wesentlichen Modellinputs ist die detaillierte Abbildung der Förderbedingungen. Im Modell können folgende Fördersysteme berücksichtigt werden:

- Einspeisevergütungssystem
- Bonusmodell
- Nationales Quotenmodell
- Cluster-Quotenmodell
- Harmonisiertes Quotenmodell

Das Kalkül des Einspeisevergütungs- oder Bonussystems besteht in der Maximierung der Margen. Beim Quotenmodell erfolgt eine Kostenminimierung unter Berücksichtigung des Marktwertes des EE-Stroms. Im harmonisierten Quotenmodell wird lediglich eine Quote für die gesamten im Modell berücksichtigten Länder unterstellt. Das Cluster-Quotenmodell beinhaltet im Gegensatz zum harmonisierten Quotenmodell nicht alle Länder, sondern lediglich einen bestimmten Zusammenschluss von Ländern.

Als Modelloutput wird neben der Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung der einzelnen EE-Technologien in den berücksichtigten Regionen u.a. die Kostenentwicklung des EE-Ausbaus generiert. Zusätzlich wird die Förderung der Erneuerbaren Energietechnologien nach Jahr und Technologie ermittelt. Für das Einspeisevergütungssystem können sowohl die aggregierten Gesamtvergütungen als auch die „Nettovergütungen“ (Vergütungen abzüglich des jeweiligen Marktwertes von EE-Strom) ausgewiesen werden. Ebenso können Aussagen über die durchschnittlichen Vergütungssätze von Neu- und Bestandsanlagen getroffen werden. Bei der Modellierung eines Bonussystems werden ebenfalls die aggregierten sowie die spezifischen Bonuszahlungen ermittelt. Für das Quotenmodell wird der

resultierende jährliche Zertifikatspreis für die Grünstromzertifikate bestimmt. Ein wesentlicher Modelloutput stellt die Entwicklung des EE-Anlagenparks dar. Darauf aufbauend wird der technologische Fortschritt der EE-Technologien auf Basis des Lernkurvenansatzes bestimmt. Dabei wird die zukünftige Kostenentwicklung in Abhängigkeit des jeweiligen Zubaus einer Technologie bestimmt.

5.1.2 Berücksichtigte EE-Technologien

In Tabelle 5-1 sind die im LORELEI-Modell berücksichtigten EE-Technologien dargestellt. Die Indexbezeichnungen geben einen Überblick über die in Kapitel 5.2 berücksichtigten Indizes für die einzelnen EE-Technologien. Darunter fallen neben der Bioenergie, Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik, kleine Wasserkraft, Geothermie, solarthermische Kraftwerke sowie Wellen- und Gezeitenkraftwerke.

TABELLE 5-1: ÜBERBLICK DER EE-TECHNOLOGIEN IM LORELEI-MODELL

EE-Technologie (Index: t)	Biotechnologie (Index: bt)	Subtechnologie (Index: st)	Biogener Brennstoff (Index: s)
Bioenergie	feste Bioenergie	biosolid_1 ... biosolid_3	Getreideganzpflanzen, Kurz- umtrieb, Energiegräser, Stroh, Forstwirtschaftsbestände, Industrierestholz, Altholz
	Biogas	biogas_1 ... biogas_2	Silomais, Grünschnitt, Exkrementen und Einstreu
	flüssige Bioenergie	bioliquid	Raps, Sonnenblumenöl
Wind Onshore		windtech_1 ... windtech_7	
Wind Offshore		windtech_1 ... windtech_3	
Fotovoltaik		pvtech_1 ... pvtech_3	
kleine Laufwasserkraft		hydrotech_1 ... hydrotech_2	
Geothermie		geotech_1 ... geotech_3	
solarthermische Kraftwerke		csptech	
Gezeitenenergie		tidaltech	
Wellenenergie		wavetech	

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Bioenergie unterteilt sich in feste Biomasse, Biogas und flüssige Bioenergie, um die unterschiedlichen Anlagentechnologien

berücksichtigen zu können. Außerdem können auf Basis dieser Unterteilung den verschiedenen Anlagentechnologien die berücksichtigten biogenen Brennstoffe zugeordnet werden. Die in Tabelle 5-1 genannten Brennstoffe können ausschließlich für die vorgegebenen Bioenergietechnologien genutzt werden. Die einzelnen Subtechnologien unterscheiden nochmals verschiedene Anlagengrößen, -techniken oder -standorte. Während bei der Bioenergie, Windenergie und Wasserkraft die Unterscheidung im Wesentlichen auf Basis der Leistung einer Anlage erfolgt, so unterscheiden sich die Subtechnologien bei Fotovoltaik zusätzlich nach dem Standort (Dachanlage, Freifläche) und bei der Geothermie nach der Technologie (hydrothermal, petrothermal). Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Technologieklassen ist in Kapitel 4.2 aufgeführt.

5.1.3 Regionale Auflösung

Die regionale Auflösung des Modells ist in Tabelle 5-2 dargestellt. Analog zu Tabelle 5-1 sind in Tabelle 5-2 die Indexbezeichnungen der folgenden Modellformulierung dargestellt. Die Regionen umfassen dabei die gesamten Länder der EU-27. Aufgrund ihrer Lage und ihrer energiewirtschaftlichen Bedeutung innerhalb Europas werden zusätzlich Norwegen und die Schweiz mit berücksichtigt. Die Subregionen unterscheiden sich je nach EE-Technologie. Für die Bioenergie sowie die Geothermie werden die Regionen nicht in Subregionen unterteilt. Somit existiert für diese Technologien für jede Region bzw. jedes Land eine Subregion. Da für solarthermische Kraftwerke, Wasserkraft, Gezeiten- und Wellenenergie nicht in jedem Land Potenziale vorhanden sind, wird für diese EE-Technologien jeweils nur ein Teil der Länder berücksichtigt, deren Region ebenfalls nicht in Subregionen unterteilt werden. Für Wind Onshore, Wind Offshore und Fotovoltaik unterteilen sich die einzelnen

Regionen bzw. Länder in Subregionen. Auf Basis dieser Unterteilung lassen sich die teilweise sehr unterschiedlichen meteorologischen Bedingungen in den einzelnen Gebieten berücksichtigen. Eine detaillierte Erläuterung der im Modell berücksichtigten Regionen findet sich in der Datenbeschreibung in Kapitel 4.2.

TABELLE 5-2: ÜBERBLICK DER REGIONEN IM LORELEI-MODELL

Region	Anzahl der Subregionen nach EE-Technologie							
	Bio- energie, Geo- thermie	Wind Onshore	Wind Offshore	Foto- voltaik	solar- therm. Kraft- werke	Wasser- kraft	Gezeiten- energie	Wellen- energie
(Index: r)	(Index: sr)							
Belgien	1	6	1	2	-	1	-	-
Bulgarien	1	3	-	1	-	1	-	-
Dänemark	1	6	2	2	-	1	-	1
Deutschland	1	9	3	3	-	1	-	-
Estland	1	3	-	1	-	1	-	-
Finnland	1	6	-	2	-	1	-	-
Frankreich	1	12	2	4	-	1	1	1
Griechenland	1	6	1	2	1	1	1	1
Irland	1	6	-	2	-	1	1	1
Italien	1	9	-	3	1	1	1	-
Lettland	1	3	-	1	-	1	-	-
Litauen	1	3	-	1	-	1	-	-
Luxemburg	1	3	-	1	-	1	-	-
Malta	1	3	-	1	1	-	-	-
Niederlande	1	6	1	2	-	-	-	-
Norwegen	1	6	1	2	-	1	1	1
Österreich	1	6	-	2	-	1	-	-
Polen	1	6	-	2	-	1	-	-
Portugal	1	6	1	2	1	1	1	1
Rumänien	1	6	-	2	-	1	-	-
Schweden	1	9	1	3	-	1	-	1
Schweiz	1	3	-	1	-	1	-	-
Slowakei	1	3	-	1	-	1	-	-
Slowenien	1	3	-	1	-	1	-	-
Spanien	1	18	2	6	1	1	1	1
Tschech. Rep.	1	6	-	2	-	1	-	-
Ungarn	1	3	-	1	-	1	-	-
Ver. Königreich	1	9	3	3	-	1	1	1
Zypern	1	3	-	1	1	-	-	-

Quelle: Eigene Darstellung.

5.1.4 Zeitliche Auflösung

Die zeitliche Auflösung im Rahmen des Modells erfolgt in 5-Jahresschritten.¹⁸⁷ Das erste Modelljahr in welchem bereits Kapazitäten zugebaut oder stillgelegt werden können, ist 2010. Das letzte Modelljahr ist 2050. Referenzjahr, in welchem endogen weder Kapazitäten zugebaut noch stillgelegt werden können, ist das Jahr 2009. Dieses Jahr dient dem Modell als Basis zur Bestimmung der bestehenden Kapazitäten.

5.2 Modellformulierung

Das im Folgenden formal beschriebene Modell LORELEI wurde in der Programmiersprache Java implementiert. Als Lösungsalgorithmus wurde ein linearer Löser auf Basis eines Innere-Punkte-Verfahrens verwendet.¹⁸⁸ Im folgenden Abschnitt werden die Zielfunktionen und wesentlichen Nebenbedingungen des Modells dargestellt und erläutert.

5.2.1 Zielfunktionen

Das Modell verfügt über Zielfunktionen für verschiedene Szenarien, welche optional gesetzt werden können. Dies ist notwendig, um verschiedene För-

¹⁸⁷ Eine jährliche Auflösung würde gegenüber einem aus Gründen einer kürzeren Rechenzeit implementierten 5-Jahresintervall die Ergebnisqualität nochmals erhöhen. So werden bei einem 5-Jahresintervall die dazwischenliegenden Jahre in der Zielfunktion genauso berücksichtigt wie die jeweiligen 5-Jahresschritte, obwohl sich ggf. die Kosten und Erlöse in den Zwischenjahren verändern. Je nachdem, wie sich die einzelnen Parameter in den Zwischenjahren verändern, über- oder unterschätzt man den Wert der Zielfunktion. Allerdings kann ein 5-Jahresintervall als ausreichende zeitliche Auflösung zur Beantwortung der Fragestellung dieser Arbeit angesehen werden.

¹⁸⁸ Zur Beschreibung dieses Lösungsverfahrens siehe bspw. Nesterov, Y/ Nemirovskii, A. (2001).

derregime für Erneuerbare Energien innerhalb eines Modells abbilden und miteinander vergleichen zu können. Im Modell kann zwischen dem Einspeisevergütungs- und Bonussystem, dem harmonisierten Quotenmodell, dem Cluster-Quotenmodell sowie nationalen Quotenmodellen gewählt werden. Im Folgenden werden die Zielfunktionen dieser Systeme dargestellt.

5.2.1.1 Einspeisevergütungs- und Bonussystem

Im Einspeisevergütungs- und Bonussystem erfolgt eine Margenmaximierung der EE-Betreiber. In Gleichung (5-1) ist die Zielfunktion für das Einspeisevergütungs- und Bonussystem angegeben. Die Zielfunktion ist für beide Vergütungsmodelle gleich. Als Kosten werden über alle Regionen r und Modelljahre y die Investitionskosten $P_{r,y}^{FIX}$, die Betriebs- und Wartungskosten $P_{r,y}^{OMC}$ sowie die variablen Kosten $P_{r,y}^{VARC}$ berücksichtigt. Letztere bestehen aus den Brennstoffkosten der Bioenergieanlagen. Die gesamten Einnahmen ergeben sich aus den erzielten Wärmeerlösen¹⁸⁹ der biogen befeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) $P_{r,y}^{HREV}$, den Verkaufserlösen des EE-Stroms $V_{r,y}^{RESVAL}$ sowie der gesamten Nettoförderung $P_{r,y}^{PROM,NET}$. Im Fall eines Bonussystems entsprechen die gesamten erhaltenen Einspeiseboni der Nettoförderung. Die restlichen Einnahmen werden im Bonussystem durch den Verkauf des EE-Stroms generiert. Im Fall eines Einspeisevergütungssystems definiert sich

¹⁸⁹ Hierbei ist zu beachten, dass die Wärmeerlöse lediglich durch den Verkauf der Wärme auf dem Wärmemarkt erzielt werden können. Ggf. gewährte Vergütungen für die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bspw. im Rahmen von Einspeisevergütungssystemen werden hier nicht berücksichtigt.

die Nettoförderung aus der Bruttoförderung abzüglich der Vermarktungserlöse des EE-Stroms.¹⁹⁰ Die formale Darstellung der Nettoförderkosten für die verschiedenen Vergütungssysteme erfolgt in den Gleichungen (5-28) bis (5-31). Der Parameter d_y^{MOD} gibt die Anzahl der Jahre je Modelljahr an. Der Parameter h_y bezeichnet den Diskontierungsfaktor im Modelljahr y . Die Modellregionen r unterscheiden sich je nach EE-Technologie t .

$$\min \sum_{r,y} d_y^{MOD} * h_y * (P_{r,y}^{FIXC} + P_{r,y}^{OMC} + P_{r,y}^{VARC} - P_{r,y}^{HREV} - V_{r,y}^{RESVAL} - P_{r,y}^{PROM,NET})$$

$$P_{r,y}^{VARC} = 0 \quad \text{falls } t \neq \text{Biomasse} \quad \forall t \in T, r \in R(t), y \in Y$$

$$P_{r,y}^{HREV} = 0 \quad \text{falls } t \neq \text{Biomasse} \quad \forall t \in T, r \in R(t), y \in Y \quad (5-1)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), y \in Y$$

Der Diskontierungsfaktor h_y ergibt sich dabei aus

$$h_y = \left(\frac{1}{1+i} \right)^{y-f} \quad \forall y \in Y \quad (5-2)$$

wobei i der Zinssatz ist und f das erste Modelljahr definiert.

¹⁹⁰ Im Einspeisevergütungs- und Bonussystem wird davon ausgegangen, dass ein zentraler Planer (bspw. der Gesetzgeber) die jeweiligen Vergütungssätze festlegt. Investitionen erfolgen immer dann, wenn positive Renditen erwirtschaftet werden können.

5.2.1.2 Harmonisiertes Quotenmodell und Cluster-Quotenmodell

Die Zielfunktion des harmonisierten Quotenmodells bzw. des Cluster-Quotenmodells ist in Gleichung (5-3) dargestellt. Hier erfolgt zunächst analog zum Einspeisevergütungs- und Bonussystem die Minimierung der Gesamtkosten abzüglich der Verkaufserlöse des EE-Stroms sowie der erzielten Wärmeerlöse der Bioenergie-KWK-Anlagen. Zusätzliche Kosten ergeben sich im Quotenmodell durch das „Freikaufen“ von der Quotenverpflichtung. Die Möglichkeit des „Freikaufens“ vom Zertifikatsnachweis besteht für Quotenverpflichtete, welche ihrer Quotenverpflichtung nicht nachkommen. Die Höhe der gesamten Strafzahlungen ergibt sich aus dem diskontierten Summenprodukt des gesamten Zertifikatsdefizits Q_y^{BO} und des Strafpreises des Zertifikats p_y^{BO} . Die Zielfunktion minimiert somit die Kosten, die nicht durch die Verkaufserlöse auf den Wettbewerbsmärkten gedeckt werden können und welche einer eigenen Förderung in Form von Grünstromzertifikaten bedürfen. Die Zielfunktion ist für das harmonisierte Quotenmodell und das Cluster-Quotenmodell identisch. Lediglich die Anzahl der berücksichtigten Regionen ist im Cluster-Quotenmodell geringer, da bei diesem System unterstellt wird, dass sich nicht alle, sondern lediglich einzelne Regionen zusammenschließen.¹⁹¹

¹⁹¹ Für das Quotenmodell wird unterstellt, dass ein zentraler Planer (bspw. der Gesetzgeber) eine zu erfüllende Quote festlegt. Da im Rahmen dieser Arbeit vollständiger Wettbewerb unterstellt wird, ergibt sich der Zubau durch die kostengünstigsten Technologien an den kostengünstigsten Standorten (jeweils unter Berücksichtigung der Großhandelspreise für Strom).

$$\begin{aligned}
& \min \sum_{r,y} d_y^{MOD} * h_y * (P_{r,y}^{FIXC} + P_{r,y}^{OMC} + P_{r,y}^{VARC} - P_{r,y}^{HREV} - V_{r,y}^{RESVAL}) \\
& + \sum_y d_y^{MOD} * h_y * Q_y^{BO} * p_y^{BO} \\
& P_{r,y}^{VARC} = 0 \quad \text{falls } t \neq \text{Biomasse} \quad \forall t \in T, r \in R(t), y \in Y \quad [5-3]
\end{aligned}$$

$$P_{r,y}^{HREV} = 0 \quad \text{falls } t \neq \text{Biomasse} \quad \forall t \in T, r \in R(t), y \in Y$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), y \in Y$$

5.2.1.3 Nationale Quotenmodelle

Der Unterschied zwischen der in Gleichung (5-4) dargestellten Zielfunktion nationaler Quotenmodelle und dem harmonisierten Quotenmodell besteht in der zusätzlichen Abhängigkeit der Zertifikatsstrafzahlungen von den einzelnen Modellregionen r . Diese Unterscheidung ist notwendig, da in jeder Region ein eigener Zertifikatsmarkt für Grünstromzertifikate existiert. Somit ist in nationalen Quotenmodellen sowohl die Höhe des Strafpreises als auch die Menge des Zertifikatsdefizits je Region unterschiedlich, während im harmonisierten Quotenmodell lediglich ein gemeinsamer Markt für Grünstromzertifikate existiert.

$$\min \sum d^{MOD} * h * (P^{FIXC} + P^{OMC} + P^{VARC} - P^{HREV} - V^{RESVAL} + Q^{BO} * n^{BO})$$

$$P_{r,y}^{VARC} = 0 \quad \text{falls} \quad t \neq \text{Biomasse} \quad \forall t \in T, r \in R(t), y \in Y$$

$$P_{r,y}^{HREV} = 0 \quad \text{falls} \quad t \neq \text{Biomasse} \quad \forall t \in T, r \in R(t), y \in Y \quad (5-4)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), y \in Y$$

5.2.2 Kostengleichungen

Die berücksichtigten Kosten unterteilen sich in fixe Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie variable Kosten für Bioenergieanlagen in Form von Brennstoffkosten.

Die Summe der in Gleichung (5-5) formulierten annuitätischen Investitionskosten $P_{r,y}^{FIXC}$ im Modelljahr y und Region r ergeben sich aus dem Produkt der spezifischen Investitionskosten $p_{sr,st,c}^{INVC}$, dem Kapazitätszubau $C_{sr,st,c}^{ADD}$ sowie dem Annuitätsfaktor $d_{t,y,c}^{FIN}$. Die Aufsummierung erfolgt neben den einzelnen Subregionen sr und den einzelnen EE-Subtechnologien st zusätzlich über die Abschreibungsperioden seit Inbetriebnahme der EE-Technologie zum Zeitpunkt c . Durch die Berücksichtigung der spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmezeitpunkt c lassen sich der technologische Fortschritt und die damit verbundenen Verminderungen der Investitionskosten abbilden.

$$P_{r,y}^{FIXC} = \sum_{sr,st,c} p_{sr,st,c}^{INVC} * d_{t,y,c}^{FIN} * C_{sr,st,c}^{ADD} \quad (5-5)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

Dabei ergibt sich der Annuitätsfaktor $d_{t,y,c}^{FIN}$ aus

$$d_{t,y,c}^{FIN} = \left(\frac{i * (1+k)^{a_t}}{(1+k)^{a_t} - 1} \right) \quad \forall t \in T, y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\} \quad (5-6)$$

wobei k der betriebswirtschaftliche Zinssatz und a_t die Abschreibungsdauer in Jahren ist.

Die Betriebs- und Wartungskosten werden als jährliche Fixkosten dargestellt. Entsprechend Gleichung (5-7) ergeben sich diese aus dem Produkt der installierten Kapazität $C_{sr,st,y,c}^{INST.COM}$ und der spezifischen Betriebs- und Wartungskosten $p_{sr,st,c}^{OMC}$. Aufgrund von technologischem Fortschritt wird davon ausgegangen, dass sich die spezifischen Kosten im Laufe der Zeit für neu in Betrieb genommene Anlagen verringern, weshalb diese Kosten wiederum vom Inbetriebnahmefahr c abhängen.

$$P_{r,y}^{OMC} = \sum_{sr,st,c} p_{sr,st,c}^{OMC} * C_{sr,st,y,c}^{INST.COM} \quad (5-7)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

Die in Gleichung (5-8) dargestellten variablen Kosten der Erneuerbaren Energie-Anlagen $P_{r,y}^{VARC}$ beinhalten die anfallenden Brennstoffkosten der Bioenergie und ergeben sich aus dem Summenprodukt von spezifischen Brennstoffpreisen $p_{r,s,y}^{FUEL C}$ und spezifischen Brennstoffverbrauch $Q_{r,s,y}^{BIOSOURCE}$. Der Index s bezeichnet den einzelnen biogenen Brennstoff. Die gesamten Brennstoffkosten unterscheiden sich je nach Modellregion r und Jahr y .

$$P_{r,y}^{VARC} = \sum_s p_{r,s,y}^{FUEL C} * Q_{r,s,y}^{BIOSOURCE} \quad (5-8)$$

$$\forall t = \text{Bioenergie}, r \in R(t), s \in S(bt), bt \in BT(t), y \in Y$$

5.2.3 Erlösgleichungen des Wettbewerbsmarktes

Als Erlösfunktionen des Wettbewerbsmarktes werden zum einen die Erlöse durch den Verkauf der erzeugten Wärme von Bioenergie-KWK-Anlagen $P_{r,y}^{HREV}$ berücksichtigt. Zum anderen findet auch der Vermarktungswert des EE-Stroms $V_{r,y}^{RESVAL}$ als Erlösfunktion Berücksichtigung.

In Gleichung (5-9) sind zunächst die Wärmeerlöse der Bioenergieanlagen dargestellt. Diese ergeben sich aus dem Produkt der erzeugten Wärmemenge $Q_{r,st,y}^{GEN,HEAT}$, dem Nutzungsgrad der erzeugten Wärme $\beta_{r,st}^{HEAT}$ sowie den spezifischen Wärmeerlösen bzw. Wärmegutschriften $p_{r,y}^{HREV}$. Der Nutzungsgrad der erzeugten Wärme gibt dabei an, welcher Anteil der ge-

samten Wärmeerzeugung einer Anlage tatsächlich genutzt bzw. veräußert wird. Dieser Wert unterscheidet sich je nach Region und Technologie.

$$p_{r,y}^{HREV} = \sum_{r,st} Q_{r,st,y}^{GEN,HEAT} * \beta_{r,st}^{HEAT} * p_{r,y}^{HREV} \quad (5-9)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), st \in ST(t), y \in Y$$

Der Vermarktungswert des EE-Stroms $V_{r,y}^{RESVAL}$ gibt an, welche Erlöse der EE-Betreiber auf dem Wettbewerbsmarkt für seinen EE-Strom erzielen kann, wenn er ihn dort vermarkten würde. Beim Quotenmodell sowie beim Bonussystem stellen dies tatsächliche Erlöse des EE-Betreibers dar, da die EE-Betreiber ihren erzeugten Strom eigenständig vermarkten müssen. Beim Einspeisevergütungssystem erhält der EE-Betreiber eine fixe Vergütung unabhängig der tatsächlich zu erzielenden Erlöse auf dem Strommarkt. Der Vermarktungswert ist somit bereits implizit in der Einspeisevergütung enthalten. Der gesamte Vermarktungswert des EE-Stroms $V_{r,y}^{RESVAL}$ ergibt sich aus Gleichung (5-10). Dabei ist $p_{r,y}^{SPOT}$ der durchschnittliche jährliche Strompreis auf dem Großhandelsmarkt (Base). Der Profilmfaktor $\alpha_{r,t,y}^{RES}$ gibt die Wertigkeit des EE-Stroms im Vergleich zum Base-Preis an. Dieser Profilmfaktor ergibt sich aus dem Summenprodukt der stündlichen Strompreise und stündlich eingespeisten EE-Menge und unterscheidet sich nach Region, Technologie und Jahr. Der Parameter $p_t^{AVNETCH}$ gibt die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte je Technologie wieder. Diese entsprechen den eingesparten Kosten des gesamten Stromnetzes, wenn in niedrigere Netzebenen eingespeist wird. Die

vermiedenen Netznutzungsentgelte unterscheiden sich je nach EE-Technologie, da diese in unterschiedliche Netzebenen einspeisen. $Q_{sr,st,y}^{GEN,EL}$ bezeichnet schließlich die eingespeiste EE-Strommenge innerhalb eines Jahres.

$$V_{r,y}^{RESVAL} = \sum_{sr,t,st} (p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH}) * Q_{sr,st,y}^{GEN,EL} \quad (5-10)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t) \setminus \{pvtech_1, pvtech_2\}, y \in Y$$

Gleichung [5-10] gilt für die gesamte EE-Stromerzeugung mit Ausnahme des Eigenverbrauchs der Fotovoltaik. Wenn der Fotovoltaikstrom innerhalb eines eigenen separaten Netzes verbraucht werden kann, so kann der Betreiber einer solchen Anlage in Höhe des selbst verbrauchten EE-Stroms den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz einsparen. Somit liegt der Wert des eigenverbrauchten Fotovoltaikstroms in Höhe der alternativen Strombezugskosten und damit höher als der Preis, den der EE-Betreiber auf dem Großhandelsmarkt für Strom Erlösen kann.¹⁹² Gleichung [5-11] beschreibt den Wert des Stroms von Fotovoltaikanlagen $V_{r,y}^{RESVAL}$, deren Strom in sogenannten Inselnetzen zum Teil selbst verbraucht wird. Dabei ist ω der Anteil des Eigenverbrauchs des gesamten in der Fotovoltaikanlage erzeugten Stroms und $j_{r,st}$ die

¹⁹² Die alternativen Strombezugskosten für den Endverbraucher beinhalten neben den Erzeugungskosten bereits Netznutzungsentgelte, Vertriebskosten, EEG- und KWK-Umlage sowie Steuern und Abgaben.

Strombezugskosten der Endverbraucher. Der Wert des Stroms einer Fotovoltaikanlage mit Eigenverbrauchsnutzung ergibt sich somit aus der Summe des Vermarktungswerts des ins öffentliche Netz eingespeisten EE-Stromanteils $(1-\omega)$ und der eingesparten Strombezugskosten für den eigenverbrauchten Stromanteil ω .

$$V_{r,y}^{RESVAL} = \sum_{sr,t,st} [(1-\omega) * (p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH}) + \omega * j_{r,st}] * Q_{sr,st,y}^{GEN,EL}$$

$$\forall t \in \{Fotovoltaik\}, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in \{pvtech1, pvtech2\}, y \in Y$$

[5-11]

5.2.4 Kapazitätsgleichungen

Im Folgenden werden die einzelnen Funktionen zur installierten Kapazität, dem Zubau und den Stilllegungen von Erneuerbaren Energieanlagen formal dargestellt. Die installierte Kapazität am Ende eines Jahres $C_{sr,st,y}^{INST}$ zeigt Gleichung (5-12). Demnach ergibt sich diese aus der installierten Kapazität des Vorjahres $C_{sr,st,y-1}^{INST}$ zuzüglich des Zubaus $C_{sr,st,y}^{ADD}$ und abzüglich der Stilllegungen $C_{sr,st,y}^{SUB}$. Abweichend davon ist die installierte Kapazität $C_{sr,st,y}^{INST}$ im ersten Modelljahr f identisch mit dem vorgegebenen Kapazitätsbestand $C_{sr,st}^{EXIST}$.

$$C_{sr,st,y}^{INST} = C_{sr,st,y-1}^{INST} + C_{sr,st,y}^{ADD} - C_{sr,st,y}^{SUB}, \text{ falls } y > f$$

$$C_{sr,st,y}^{INST} = C_{sr,st,y}^{ADD} = c_{sr,st}^{EXIST}, \text{ falls } y = f$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y \quad (5-12)$$

Der in Gleichung (5-13) dargestellte Kapazitätszubau innerhalb eines Jahres $C_{sr,st,y}^{ADD}$ ergibt sich aus der Summe des modellendogenen Zubaus $C_{sr,st,y}^{ADD,END}$ und des exogen vorgegebenen Zubaus $c_{sr,st,y}^{ADD,EX}$. Mit den exogenen Zubauten lassen sich die bereits in Bau befindlichen und damit als sicher geltenden Investitionen in EE-Anlagen berücksichtigen.

$$C_{sr,st,y}^{ADD} = C_{sr,st,y}^{ADD,END} + c_{sr,st,y}^{ADD,EX} \quad (5-13)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

Die gesamten Stilllegungen eines Jahres $C_{sr,st,y}^{SUB}$ ergeben sich durch die Summe der modellendogenen Stilllegungen der Neuanlagen $C_{sr,st,y}^{SUB,END}$ sowie der modellendogenen Stilllegungen der im ersten Modelljahr bereits bestehenden EE-Anlagen $C_{sr,st,y}^{SUB,EX}$ (vgl. Gleichung (5-14)). Die Stilllegungen der im ersten Modelljahr bereits existierenden Bestandsanlagen $C_{sr,st,y}^{SUB,EX}$

sind als Variable definiert um auch Stilllegungen aus Wirtschaftsgründen zu berücksichtigen.

$$C_{sr,st,y}^{SUB} = C_{sr,st,y}^{SUB,END} + C_{sr,st,y}^{SUB,EX} \quad (5-14)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

Entsprechend Gleichung (5-15) müssen die modellendogen bestimmten Stilllegungen der Bestandsanlagen $C_{sr,st,c}^{SUB,EX}$, welche vor dem Modelljahr y in Betrieb genommen wurden, mindestens den exogen vorgegebenen Stilllegungen der Bestandsanlagen $c_{sr,st,c}^{SUB,EX}$ entsprechen. Wenn der linke Term größer als der rechte Term ist, bedeutet dies, dass aus wirtschaftlichen Gründen vor Ablauf der technischen Lebensdauer der EE-Anlage Kapazitäten stillgelegt wurden. Bei Gleichheit der beiden Terme werden die Kapazitäten nach Ablauf der technischen Lebensdauer stillgelegt.

$$\sum_{c=f}^y C_{sr,st,c}^{SUB,EX} \geq \sum_{c=f}^y c_{sr,st,c}^{SUB,EX} \quad (5-15)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

Gleichung (5-16) besagt, dass die Summe der Kapazitätsstilllegungen $C_{sr,st,c}^{SUB}$ mindestens der Summe der zuvor zugebauten Kapazitäten $C_{sr,st,c}^{ADD}$

unter Berücksichtigung der technischen Lebensdauer d_t^{LIFE} entsprechen muss. Wenn der linke Term größer ist als der rechte Term, so bedeutet dies, dass aus Wirtschaftlichkeitsgründen vor Ablauf der technischen Lebensdauer die Kapazität stillgelegt wurde.

$$\sum_{c=f}^y C_{sr,st,c}^{SUB} \geq \sum_{c=2010}^{y-d_t^{LIFE}} C_{sr,st,c}^{ADD} \quad (5-16)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

Um die in der Realität bestehenden Kapazitätsrestriktionen aufgrund von begrenzten Herstellerkapazitäten zu berücksichtigen, wird im Modell der Kapazitätzubau restringiert. Dabei erfolgt für jede EE-Technologie eine Zubaubeschränkung $c_{t,y}^{MAX}$ für alle Regionen gemeinsam. Die dazugehörige Gleichung lautet:

$$\sum_{sr,st} C_{sr,st,y}^{ADD} \leq c_{t,y}^{MAX} \quad \forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y \quad (5-17)$$

Neben begrenzten Herstellerkapazitäten, welche für alle Regionen in Summe bestehen, existieren in der Realität weitere Zubaurestriktionen bspw. aufgrund von gesellschaftlichen Akzeptanzaspekten und lokalpolitischen Hemmnissen. Diese Restriktionen unterscheiden sich in der Höhe und der Art hinsichtlich der einzelnen Energieträger. Um dies zu berücksichtigen, wird im Modell der Kapazitätzubau für die einzelnen Regionen und Technologien restringiert (vgl. Gleichungen (5-18) bis (5-21)).

$$\sum_{sr,st} C_{sr,st,y}^{ADD} \leq c_{r,t,y}^{MAX} \quad , \text{ falls } t = WindOnshore, WindOffshore \quad (5-18)$$

$$C_{r,st,y}^{ADD} \leq c_{r,st,y}^{MAX} \quad , \text{ falls } t = Bioenergie \quad (5-19)$$

$$\sum_{sr} C_{sr,st,y}^{ADD} \leq c_{r,st,y}^{MAX} \quad , \text{ falls } t = Fotovoltaik \quad (5-20)$$

$$C_{r,st,y}^{ADD} \leq c_{r,st,y}^{MAX} \quad (5-21)$$

, falls $t \neq WindOnshore, WindOffshore, Bioenergie, Fotovoltaik$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

Die bisherige Darstellung des Modells hat gezeigt, dass eine Reihe von Parametern wie bspw. Investitionskosten, Wirkungsgrade, Betriebs- und Wartungskosten vom jeweiligen Inbetriebnahmejahr abhängen. Um diese Abhängigkeiten im Rahmen des Modells korrekt berücksichtigen zu können, sind weitere (Hilfs-)Gleichungen notwendig, welche im Folgenden erläutert werden.

Gleichung [5-22] besagt, dass maximal diejenigen Kapazitäten eines Inbetriebnahmejahres c stillgelegt werden dürfen, welche in diesem

Inbetriebnahmejahr auch gebaut wurden. $C_{sr,st,y,c}^{SUB,COM}$ stellt dabei die Hilfsmatrix über die Stilllegungen der in Periode c in Betrieb genommenen Kapazitäten zum Zeitpunkt y dar.

$$C_{sr,st,c}^{ADD} \geq \sum_c C_{sr,st,y,c}^{SUB,COM} \quad (5-22)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

Eine weitere Restriktion ist durch Gleichung (5-23) gegeben. Hierbei müssen die modellendogenen Stilllegungen der im Referenzjahr bereits bestehenden EE-Anlagen $C_{sr,st,y}^{SUB,EX}$ den Stilllegungen $C_{sr,st,y,f}^{SUB,COM}$ der im Referenzjahr f in Betrieb genommenen Kapazitäten zum Zeitpunkt y entsprechen.

$$C_{sr,st,y}^{SUB,EX} = C_{sr,st,y,f}^{SUB,COM} \quad \forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y \quad (5-23)$$

Entsprechend Gleichung (5-24) müssen die Stilllegungen $C_{sr,st,y}^{SUB}$ der Periode y identisch sein zu der Summe der Stilllegungen $C_{sr,st,y,c}^{SUB,COM}$ aller Inbetriebnahmejahre zum Zeitpunkt y .

$$C_{sr,st,y}^{SUB} = \sum_c C_{sr,st,y,c}^{SUB,COM} \quad (5-24)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

Die Matrix der installierten Kapazität eines Modelljahres $C_{sr,st,y,c}^{INST,COM}$ in Abhängigkeit des jeweiligen Inbetriebnahmejahres ist in Gleichung (5-25) dargestellt. Demnach ist diese gleich dem Kapazitätszubau des Inbetriebnahmejahres c abzüglich der Summe der Stilllegungen der zum Zeitpunkt c in Betrieb genommenen Kapazitäten bis zum Zeitpunkt y .

$$C_{sr,st,y,c}^{INST,COM} = C_{sr,st,c}^{ADD} - \sum_c C_{sr,st,y,c}^{SUB,COM} \quad (5-25)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

5.2.5 Produktionsgleichungen

Im Folgenden werden die Gleichungen für die Strom- und Wärmeproduktion der Erneuerbaren Energien dargestellt. Zunächst wird in Gleichung (5-26) die Erzeugungsgleichung für Strom formal aufgezeigt. Dabei ist die Stromerzeugung $Q_{sr,st,y}^{GEN,EL}$ gleich dem Summenprodukt aus Volllaststunden $z_{sr,st,c}^{UTIL}$ und der installierten Kapazität $C_{sr,st,y,c}^{INST,COM}$. Da sich die Volllaststunden je nach Inbetriebnahmejahr unterscheiden, wird über c aufsummiert.

$$Q_{sr,st,y}^{GEN,EL} = \sum_c z_{sr,st,c}^{UTIL} * C_{sr,st,y,c}^{INST,COM} \quad (5-26)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

Im Rahmen des Modells wird unterstellt, dass Bioenergieanlagen neben Strom auch Wärme erzeugen können, welche sie weiter veräußern können. Die Formel für die erzeugte Wärme der Bioenergieanlagen ist in Gleichung (5-27) dargestellt. Demnach besteht die Wärmeerzeugung $Q_{sr,st,y}^{GEN,HEAT}$ aus dem Produkt der erzeugten Strommenge $z_{sr,st,c}^{UTIL}$ und $C_{sr,st,y,c}^{INST,COM}$ sowie der umgekehrten Stromkennziffer, bestehend aus dem thermischen Wirkungsgrad $\eta_{st,c}^{ETA,TH}$ und dem elektrischen Wirkungsgrad $\eta_{st,c}^{ETA,EL}$ der Bioenergieanlage.

$$Q_{sr,st,y}^{GEN,HEAT} = \sum_c z_{sr,st,c}^{UTIL} * C_{sr,st,y,c}^{INST,COM} * \frac{\eta_{st,c}^{ETA,TH}}{\eta_{st,c}^{ETA,EL}} \quad (5-27)$$

$$\forall t = \text{Bioenergie}, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

5.2.6 Fördersystemspezifische Gleichungen

Neben der Zielfunktion existieren im Modell weitere Funktionen, welche von dem zu berechnenden Fördersystem abhängen. Diese Gleichungen betreffen im Fall des Einspeisevergütungs- und Bonussystems die Höhe der Vergütung und im Fall der Quotenmodelle die Menge der Grünstrom-zertifikate. Diese werden im Folgenden erläutert.

5.2.6.1 Einspeisevergütungssystem

Die formale Darstellung der Nettoförderkosten im Einspeisevergütungssystem ist in den Gleichungen (5-28) und (5-29) dargestellt.

Gleichung (5-28) berücksichtigt dabei alle EE-Technologien mit Ausnahme von Fotovoltaikanlagen, deren Strom nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird. Falls das Produkt aus Vergütungshöhe je eingespeister Strommenge $t_{sr,st,c}^{PROM}$ und dem Faktor $(1 - m_{r,t})^{y-c}$ größer ist als der Verkaufserlös auf dem Strommarkt, so ergibt sich die Nettoförderung $P_{r,y}^{PROM,NET}$ aus der Differenz von Vergütungshöhe und Verkaufserlös auf dem Strommarkt multipliziert mit der erzeugten Strommenge. Die Matrix $d_{r,t,y,c}^{PROM}$ berücksichtigt, ob die einzelnen EE-Anlagen zum Zeitpunkt y noch eine Förderung erhalten. Der Faktor $(1 - m_{r,t})^{y-c}$ berücksichtigt ggf. bestehende periodische Inflationsanpassungen auf die Vergütungstarife einzelner EE-Technologien, wobei $m_{r,t}$ die Höhe der unterstellten Inflation darstellt. Für den Fall, dass die Vergütung niedriger ist als der mögliche Verkaufserlös auf dem Strommarkt, wird keine Förderung mehr im Modell in Anspruch genommen. Somit ergibt sich auch keine Nettoförderung.

$$P_{r,y}^{PROM,NET} = \sum_{sr,st,t,c} C_{sr,st,y,c}^{INST,COM} * z_{sr,st,c}^{UTIL} * d_{r,t,y,c}^{PROM} * \left(t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} - p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} - p_t^{AVNETCH} \right)$$

$$\text{falls } t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} \geq p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH} \quad (5-28)$$

$$P_{r,y}^{PROM,NET} = 0$$

$$\text{falls } t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} < p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH}$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST \setminus \{pvtech_1, pvtech_2\}, \\ y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

Für Fotovoltaikanlagen, deren erzeugter Strom ohne Netzeinspeisung zur eigenen Versorgung genutzt wird, gilt abweichend Gleichung (5-29). Im Unterschied zu den in Gleichung (5-28) berücksichtigten EE-Technologien ergibt sich hier der Verkaufserlös aus der Summe des Vermarktungswerts des ins öffentliche Netz eingespeisten EE-Stromanteils $(1 - \omega)$ und der eingesparten Strombezugskosten für den eigenverbrauchten Stromanteil ω . Analog zur Gleichung (5-28) wird keine Förderung mehr gewährt, wenn der mögliche Verkaufserlös größer ist als die Förderung.

$$P_{r,y}^{PROM,NET} = \sum_{sr,st,t,c} C_{sr,st,y,c}^{INST,COM} * z_{sr,st,c}^{UTIL} * d_{r,t,y,c}^{PROM} * \\ \left(t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} - \left[(1 - \omega) * (p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH}) + \omega * j_{r,st} \right] \right)$$

$$\text{falls } t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} \geq (1 - \omega) * (p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH}) + \omega * j_{r,st}$$

$$P_{r,y}^{PROM,NET} = 0 \quad (5-29)$$

$$falls \quad t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} < (1 - \omega) * (p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH}) + \omega * j_{r,st}$$

$$\begin{aligned} & t = \text{Fotovoltaik}, r \in R(t), sr \in SR(r), \\ \forall \quad & st = \{pvtech_1, pvtech_2\}, y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\} \end{aligned}$$

5.2.6.2 Bonussystem

Beim Bonussystem ergeben sich die Nettoförderkosten $P_{r,y}^{PROM,NET}$ aus der Summe der gezahlten Bonusvergütungen (vgl. Gleichung (5-30)). Diese bestehen aus dem Summenprodukt der erzeugten Strommenge, der Bonusvergütung sowie dem Inflationsanpassungsfaktor für diejenigen Regionen, die eine solche Inflationsanpassung in ihrem Bonussystem vorsehen.

$$P_{r,y}^{PROM,NET} = \sum_{sr,st,t,c} C_{sr,st,y,c}^{INST,COM} * z_{sr,st,c}^{UTIL} * t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} \quad (5-30)$$

$$\begin{aligned} \forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST \setminus \{pvtech_1, pvtech_2\}, \\ y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\} \end{aligned}$$

Abweichend davon gilt für Fotovoltaikanlagen, deren erzeugter Strom ohne Netzeinspeisung zur eigenen Versorgung genutzt wird Gleichung (5-31).

Demnach erfolgt dann eine Förderung, wenn der gewährte Bonus zuzüglich dem Vermarktungserlös bei Verkauf des gesamten erzeugten Fotovoltaikstroms mindestens der Summe des Vermarktungswerts des ins öffentliche Netz eingespeisten EE-Stromanteils $(1 - \omega)$ und der eingesparten Strombezugskosten für den eigenverbrauchten Stromanteil ω entspricht. Für diesen Fall ergibt sich die Nettoförderung analog zur Gleichung (5-30). Für den Fall, dass der Bonus zuzüglich des Vermarktungserlöses niedriger ist als die Summe des Vermarktungswerts und eingesparter Strombezugskosten bei teilweisem Eigenverbrauch, erfolgt keine Förderung.

$$P_{r,y}^{PROM,NET} = \sum_{sr,st,t,c} C_{sr,st,y,c}^{INST,COM} * z_{sr,st,c}^{UTIL} * t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c}$$

$$\text{falls } t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} + p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH} \geq (1 - \omega) * (p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH}) + \omega * j_{r,st} \quad (5-31)$$

$$P_{r,y}^{PROM,NET} = 0$$

$$\text{falls } t_{sr,st,c}^{PROM} * (1 - m_{r,t})^{y-c} + p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH} < (1 - \omega) * (p_{r,y}^{SPOT} * \alpha_{r,t,y}^{RES} + p_t^{AVNETCH}) + \omega * j_{r,st}$$

$$\forall \quad \begin{aligned} t &= \text{Fotovoltaik}, r \in R(t), sr \in SR(r), \\ st &= \{pvtech_1, pvtech_2\}, y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\} \end{aligned}$$

5.2.6.3 Harmonisiertes Quotenmodell und Cluster-Quotenmodell

Beim harmonisierten Quotenmodell bzw. dem Cluster-Quotenmodell als Instrument der Mengenregulierung besteht eine jährliche Quotenverpflichtung q_y^{OBLIG} für alle berücksichtigten Regionen gemeinsam. Die ausgegebene Menge an Grünstromzertifikaten ist definiert als Summe über die EE-Technologien und Regionen von $Q_{r,t,y}^{CERT}$. Falls die Quotenverpflichtung nicht erfüllt wird, gibt es eine sogenannte Strafmenge Q_y^{BO} . Die Höhe dieser Strafmenge ergibt sich aus der Quotenverpflichtung abzüglich der ausgegebenen Grünstromzertifikatsmenge (vgl. Gleichung [5-32]).

$$Q_y^{BO} = q_y^{OBLIG} - \sum_{r,t} Q_{r,t,y}^{CERT} \quad \forall t \in T, r \in R(t), y \in Y \quad [5-32]$$

Die ausgegebene Grünstromzertifikatsmenge $Q_{r,t,y}^{CERT}$ ergibt sich entsprechend Gleichung [5-33] aus dem Summenprodukt aus der EE-Stromerzeugungsmenge $Q_{sr,st,y}^{GEN,EL}$ und den Wertigkeitsfaktoren der Grünstromzertifikate α_t^{CERT} . Diese Wertigkeitsfaktoren geben an, wie viele Grünstromzertifikate je erzeugter Einheit EE-Strom ausgegeben werden.

$$Q_{r,t,y}^{CERT} = \sum_{sr,st} Q_{sr,st,y}^{GEN,EL} * \alpha_t^{CERT} \quad (5-33)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

5.2.6.4 Nationale Quotenmodelle

Die Gleichungen bei nationalen Quotenmodellen sind grundsätzlich ähnlich zu denjenigen des harmonisierten Quotenmodells. Der Unterschied besteht lediglich darin, dass bei nationalen Quotenmodellen für jede Region eine separate Quotenverpflichtung besteht. Somit ergibt sich die Strafmenge der Quotennichterfüllung $Q_{r,y}^{BO}$ aus der Quotenverpflichtung $q_{r,y}^{OBLIG}$ abzüglich der Summe über die EE-Technologien der ausgegebenen Grünstromzertifikate $Q_{r,t,y}^{CERT}$ (vgl. Gleichung (5-34)).

$$Q_{r,y}^{BO} = q_{r,y}^{OBLIG} - \sum_t Q_{r,t,y}^{CERT} \quad \forall t \in T, r \in R(t), y \in Y \quad (5-34)$$

Die ausgegebene Grünstromzertifikatsmenge $Q_{r,t,y}^{CERT}$ entspricht wiederum dem Produkt der Summe der erzeugten EE-Strommenge $Q_{sr,st,y}^{GEN,EL}$ und den Wertigkeitsfaktoren der EE-Technologien $\alpha_{r,t}^{CERT}$, welche von den einzelnen Modellregionen abhängen (vgl. Gleichung (5-35)).

$$Q_{r,t,y}^{CERT} = \sum_{sr,st} Q_{sr,st,y}^{GEN,EL} * \alpha_{r,t}^{CERT} \quad (5-35)$$

$$\forall t \in T, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

5.2.7 Technologiespezifische Gleichungen

Galten die bisherigen Gleichungen, wenn nicht anders angegeben, für alle EE-Technologien gleichermaßen, so betreffen folgende Gleichungen lediglich einzelne EE-Technologien. Diese werden im Folgenden für die einzelnen Energieträger getrennt aufgezeigt.

5.2.7.1 Windenergie (Wind Onshore und Wind Offshore)

Sowohl für Wind Onshore als auch für Wind Offshore wird im Rahmen des Modells eine Potenzialbeschränkung unterstellt. Diese ist definiert als Restriktion der Flächenverfügbarkeit für Windenergieanlagen. Somit lassen sich zukünftige Weiterentwicklungen in Form von bspw. geringerem Flächenbedarf je installierter Megawatt Kapazität im Modell berücksichtigen. Gleichung (5-36) stellt diese Potenzialbeschränkung formal dar. Demnach darf das Produkt aus Flächenbedarf der Windenergieanlagen je Kapazitätseinheit (Quotient aus Flächenbedarf $s_{st}^{REQSP,WIND}$ und Leistung $u_{st}^{CAP,WIND}$ einer einzelnen Windenergieanlage) und installierter Kapazität $C_{sr,st,y}^{INST}$ nicht größer sein als das gesamte Flächenpotenzial $s_{sr}^{POT,WIND}$ der Subregion sr .

$$\sum_{st} \frac{s_{st}^{REQSP,WIND}}{u_{st}^{CAP,WIND}} * C_{sr,st,y}^{INST} \leq s_{sr}^{POT,WIND} \quad [5-36]$$

$$\forall t \in \{WindOnshore, WindOffshore\}$$

$$, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

5.2.7.2 Bioenergie

Bei der Modellierung der Bioenergie sind neben den bereits beschriebenen allgemeingültigen Gleichungen zusätzliche Nebenbedingungen notwendig, die den Einsatz von Brennstoffen berücksichtigen. So wird in Gleichung (5-37) der Brennstoffverbrauch der Bioenergieanlagen $Q_{r,st,y}^{FUEL}$ abgebildet. Demnach besteht dieser aus dem Quotient aus erzeugter Strommenge (Produkt aus Volllaststunden $z_{r,st,c}^{UTIL}$ und installierter Kapazität $C_{r,st,y,c}^{INST,COM}$) und elektrischem Wirkungsgrad $\eta_{st,c}^{ETA,EL}$.

$$Q_{r,st,y}^{FUEL} = \sum_c \frac{z_{r,st,c}^{UTIL}}{\eta_{st,c}^{ETA,EL}} * C_{r,st,y,c}^{INST,COM} \quad (5-37)$$

$$\forall t = Bioenergie, r \in R(t), st \in ST(t), y \in Y, c \in \{Y : f \leq c \leq y\}$$

Im Rahmen des Modells werden unterschiedliche biogene Brennstoffe berücksichtigt. Diese Unterscheidung ist notwendig, um die unterschiedlichen Preise und Potenziale für die biogenen Brennstoffarten berücksichtigen zu können. Gleichung (5-38) zeigt den Zusammenhang zwischen dem Brennstoffverbrauch der Bioenergieanlagen $Q_{r,st,y}^{FUEL}$ und der eingesetzten Brennstoffmenge $Q_{r,s,y}^{BIOSOURCE}$ der einzelnen Brennstoffarten s . Demnach muss die Summe der Brennstoffverbräuche über alle

Bioenergietechnologien der Summe aller verbrauchten Brennstoffarten entsprechen.

$$\sum_{st} Q_{r,st,y}^{FUEL} = \sum_s Q_{r,s,y}^{BIOSOURCE} \quad (5-38)$$

$$\forall t = \text{Bioenergie}, r \in R(t), st \in ST(bt), s \in S(bt), bt \in BT(t), y \in Y$$

Gleichung (5-39) zeigt die Potenzialbeschränkung für die biogenen Brennstoffe. Die eingesetzte Brennstoffmenge $Q_{r,s,y}^{BIOSOURCE}$ der einzelnen Brennstoffarten s dürfen demnach nicht die Brennstoffpotenziale $s_{r,s,y}^{POT,BIO}$ überschreiten.

$$Q_{r,s,y}^{BIOSOURCE} \leq s_{r,s,y}^{POT,BIO} \quad (5-39)$$

$$\forall t = \text{Bioenergie}, r \in R(t), s \in S(bt), bt \in BT(t), y \in Y$$

5.2.7.3 Fotovoltaik

Gleichung (5-40) stellt die Potenzialbeschränkung für Fotovoltaikanlagen formal dar. Demnach darf das Produkt aus Flächenbedarf der Anlagen je Kapazitätseinheit (Quotient aus Flächenbedarf $s_{st}^{REQSP;PV}$ und Leistung $u_{st}^{CAP,PV}$ einer einzelnen Fotovoltaikanlage) und installierter Kapazität $C_{sr,st,y}^{INST}$ nicht größer sein als das gesamte Flächenpotenzial $s_{sr,st}^{POT,PV}$.

$$\frac{s_{st}^{REQSP,PV}}{u_{st}^{CAP,PV}} * C_{sr,st,y}^{INST} \leq s_{sr,st}^{POT,PV} \quad (5-40)$$

$$\forall t = Fotovoltaik, r \in R(t), sr \in SR(r), st \in ST(t), y \in Y$$

5.2.7.4 Laufwasserkraft, Geothermie, solarthermische Kraftwerke, Gezeiten- und Wellenenergie

Für diese EE-Technologien wird im Unterschied zu den bisherigen Technologien das Potenzial auf Basis der installierten Kapazität $C_{r,st,y}^{INST}$ begrenzt. Diese darf nicht größer sein als ein vorgegebenes Kapazitätspotenzial $c_{r,st}^{POT}$.

$$C_{r,st,y}^{INST} \leq c_{r,st}^{POT} \quad (5-41)$$

$$\forall t \in \left\{ \begin{array}{l} \text{Wasserkraft} \\ \text{Geothermie} \\ \text{solarthermische Kraftwerke} \\ \text{Gezeitenenergie} \\ \text{Wellenenergie} \end{array} \right\}, r \in R(t), st \in ST, y \in Y$$

6 QUANTITATIVE ANALYSE UNTERSCHIEDLICHER EE-AUSBAU-DYNAMIKEN

Auf Grundlage der in den vorangegangenen Kapiteln detailliert dargestellten Methodik werden nun die quantitativen Analysen der in Kapitel 3 bereits qualitativ diskutierten Fragestellung vorgestellt. Es wird gezeigt, welchen Einfluss unterschiedliche politisch festgelegte Ausbaudynamiken der EE in Europa auf die Kosten des europäischen EE-Ausbaus haben werden. Die dazu notwendigen Analysen erfolgen im Rahmen von Szenarien. Die Szenarien folgen dabei den bereits in Abschnitt 3.2 vorgestellten Leitlinien. Dies betrifft insbesondere die Annahmen eines langfristig identischen EE-Ausbauziels sowie der Kostenoptimalität des EE-Ausbaus. Die zur quantitativen Analyse erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden zu Beginn dieses Kapitels dargestellt. Danach erfolgt die detaillierte Definition der Szenarien. Schließlich werden die im Rahmen einer modellgestützten Analyse generierten Ergebnisse dargestellt und erläutert.

6.1 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

Neben den bereits in Kapitel 4 detailliert dargestellten Annahmen zu Kosten und Potenzialen der Erneuerbaren Energien sind für eine quantitative Analyse der EE-Entwicklung noch weitere energiewirtschaftliche Rahmenannahmen zu unterstellen. Dies sind sowohl Annahmen bzgl. der Entwicklung des Stromverbrauchs als auch des Ausbaus der sonstigen, nicht geförderten EE-Technologien wie bspw. große Wasserkraft. Diese Annahmen sind erforderlich um diejenige zu fördernde EE-Erzeugung zu ermitteln, welche im Rahmen der Modellierung zur Zielerreichung in den einzelnen Szenarien benötigt wird. Sowohl für den Bruttostromverbrauch als auch für die sonstige EE-Erzeugung werden im Modell exogene Entwicklungen un-

terstellt. Beide bleiben in allen untersuchten Szenarien identisch. Weitere Annahmen sind für die Entwicklung des konventionellen Strommarkts erforderlich. Der zukünftige Ausbau der Erneuerbaren Energien wird maßgeblich davon beeinflusst werden, ob und wann die einzelnen EE-Technologien wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Energieträgern sind. Die Wettbewerbsfähigkeit hängt deshalb neben den Kosten der EE auch von der Entwicklung der zukünftigen Strompreise ab. Da die Strompreise innerhalb Europas im Rahmen der Analyse nicht modellendogen bestimmt werden, sind Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Strompreise zu treffen.

6.1.1 Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und der nicht geförderten EE-Erzeugung

Die im Rahmen des Modells unterstellte Entwicklung des Bruttostromverbrauchs ist in Tabelle 6-1 für die berücksichtigten europäischen Länder bis zum Jahr 2030 dargestellt. Die Entwicklung basiert auf der Prognose der Europäischen Kommission (2008b). Im Unterschied zur ursprünglichen Prognose wird hier jedoch unterstellt, dass das jährliche Wachstum des Energieverbrauchs lediglich ein Drittel des ursprünglich von der Europäischen Kommission prognostizierten Anstiegs beträgt. Der Grund für die Annahme eines verminderten Wachstums liegt darin, dass die in 2009 erfolgte weltweite Wirtschaftskrise zu einem geringeren Anstieg des Verbrauchs in der kurzen Frist führen wird. Zum anderen wird für die lange Frist erwartet, dass die Politik verstärkt Anreize zur Nutzung von Energieeffizienzmaßnahmen setzen wird. So hat bspw. der Europäische Rat im Rahmen des sogenannten „20-20-20-Beschlusses“¹⁹³ eine Steigerung der

¹⁹³ Rat der Europäischen Union (2007),

Energieeffizienz bis 2020 um 20% gegenüber dem business-as-usual-Fall beschlossen. Insgesamt wird für die berücksichtigten Länder der EU-27 zzgl. Norwegen und der Schweiz ein Wachstum des Bruttostromverbrauchs auf 3.875 TWh bis 2030 unterstellt.¹⁹⁴

Die Entwicklung der sonstigen, nicht geförderten EE-Erzeugung basiert im Wesentlichen auf einer Prognose von Eurelectric (2009). Demnach steigt die Erzeugung der nicht geförderten EE-Erzeugung von 481 TWh in 2010 auf 524 TWh in 2030 an.

TABELLE 6-1: ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS UND DER NICHT GEFÖRDERTEN EE IM LORELEI-MODELL

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030
		TWh				
Bruttostromverbrauch	TWh	3.593	3.687	3.765	3.829	3.875
Sonstige EE-Erzeugung	TWh	481	495	510	517	524

Quelle: Eigene Berechnungen nach Europäische Kommission (2008b), Eurelectric (2009).

6.1.2 Entwicklung der Strompreise und der Wertigkeiten für EE-Strom

Bisher unterscheiden sich die Strompreise zwischen den einzelnen Ländern innerhalb Europas noch - teilweise deutlich. Dies ist darauf zurückzuführen, dass zwischen den einzelnen Ländern Knappheiten bzgl. der Kupfelleitungskapazitäten bestehen. Aufgrund dieser Knappheiten ergibt sich häufig die Situation, dass in einzelnen Stunden in einem Land ein relativ hoher Strompreis aufgrund von Erzeugungsknappheit besteht, obwohl im

¹⁹⁴ Dies entspricht einem jährlichen Anstieg von ca. 0,4%.

Nachbarland in der gleichen Stunde ein Angebotsüberschuss und damit ein vergleichsweise niedriger Strompreis existiert.

Insbesondere bei einem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien und der damit verbundenen volatileren Einspeisung sind ausreichende Übertragungskapazitäten sowohl innerhalb eines Landes als auch grenzüberschreitend von hoher Bedeutung. Eine Harmonisierung der Förderungssysteme verstärkt diese Notwendigkeit nochmals, da der EE-Ausbau in diesem Fall voraussichtlich regional konzentrierter stattfinden wird. Ausreichende Kuppelleitungskapazitäten sind somit erforderlich, um bspw. in Zeiten einer hohen EE-Einspeisung in bestimmten Regionen diesen EE-Strom auch abtransportieren und in anderen Regionen nutzen zu können. Alternativ müssten andere Flexibilitätsoptionen im System genutzt werden, um Netzausfälle zu vermeiden. Solche Flexibilitätsoptionen können bspw. durch vermehrte Speicher oder durch Demand-Side-Management bereitgestellt werden. Allerdings sind die ökonomisch erschließbaren Potenziale begrenzt. Als weitere Option müssten die EE-Anlagen in Stunden mit zu hoher Einspeisung in ihrer Leistung gedrosselt werden. Da die meisten EE-Anlagen wie bspw. Windenergie, Wasserkraft und Fotovoltaik jedoch keine kurzfristigen Erzeugungskosten aufweisen, ist ein solches Abschalten in der Regel mit hohen Opportunitätskosten verbunden. Allerdings kann ein Abschalten von EE-Anlagen bei einer sehr hohen EE-Einspeisung ggf. kostengünstiger sein, als der Zubau bzw. Einsatz von Speicheroptionen.

Unter Kosteneffizienzgesichtspunkten erfolgt ein Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten dann, wenn dieser Ausbau günstiger ist als die mit einem rein national orientierten Zubau des Kraftwerksparks verbundenen Ineffizienzen und daraus resultierende unterschiedliche Strompreise. Es stellt sich die Frage, ob ein Ausbau der Kuppelleitung sogar stets effizienter als ein rein national orientierter Kraftwerkszubau und –einsatz

ist. Im Rahmen des Lissabon-Vertrages hat sich die Europäische Union bereits auf die Förderung der Interkonnektion der Energienetze verständigt.¹⁹⁵ Es ist somit zu erwarten, dass sich die Strompreise innerhalb Europas in den nächsten Dekaden weiter angleichen werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wird für Europa ein gemeinsamer Stromverbund und somit ein europaweit einheitlicher Strompreis unterstellt. Diese Annahme ermöglicht eine Fokussierung der Arbeit auf die zentrale Fragestellung einer kosteneffizienten Dynamik der Förderung Erneuerbarer Energien innerhalb Europas. Eine modellgestützte Ermittlung der Strompreise in den europäischen Ländern hätte zwar einen Einfluss auf den jeweiligen Zubau der EE in den einzelnen Ländern, allerdings würden die grundsätzlichen Aussagen dieser Arbeit dadurch nicht beeinflusst werden. Der Detaillierungsgrad, die Komplexität sowie der Aufwand¹⁹⁶ der Untersuchung würden jedoch deutlich erhöht. Für eine exogene Vorgabe länderspezifischer Strompreise wäre eine Vielzahl von Annahmen bzgl. der länderspezifischen Entwicklungen erforderlich. So müssten bspw. die Rückwirkungen des länderspezifischen EE-Ausbaus auf die nationalen Strompreise analysiert bzw. abgeschätzt werden. Solche Rückwirkungen sind bspw. im Rahmen des sogenannten „Merit-Order-Effektes“ zu diskutieren. Dabei wird argumentiert, dass die EE einen preissenkenden Effekt auf die Preise auf dem Großhandelsmarkt haben, da zunehmend (nahezu) kostenlose Erzeugung in den Markt hineinkommt und daher kostenintensi-

¹⁹⁵ Vgl. Amtsblatt der Europäischen Union (2007).

¹⁹⁶ Für eine modellgestützte Bestimmung der jeweiligen Strompreise wären im Rahmen der Arbeit 84 Modellläufe eines europäischen Strommarktmodells erforderlich.

vere konventionelle Kraftwerke weniger häufig preissetzend sind.¹⁹⁷ Kurzfristig kann dieser Effekt nachgewiesen werden.¹⁹⁸ In der langen Frist sind daneben jedoch weitere dynamische Effekte mit zu berücksichtigen.¹⁹⁹ So wird sich bspw. langfristig der konventionelle Kraftwerkspark an die zunehmende EE-Penetration anpassen in dem sich der Kraftwerksmix vermehrt in Richtung Mittel- und Spitzenlastkraftwerke verändert. Da Mittel- und Spitzenlastkraftwerke in der Regel höhere variable Kosten aufweisen als Grundlastkraftwerke, kann diese Anpassung im Kraftwerkspark zukünftig zu einem Anstieg der Strompreise führen. Diese Effekte werden umso stärker ins Gewicht fallen, je weiter Europa von einem gemeinsamen Stromverbund entfernt ist, da in einem europäischen Stromverbund verstärkt Ausgleichseffekte wirken. So ist bspw. die Gleichzeitigkeit der EE-Einspeisung deutlich geringer als bei nationaler Betrachtung. Zusätzlich können die bestehenden Flexibilitäten im System europaweit optimiert werden. Durch die Annahme eines europäischen Stromverbunds vermindert sich die Bedeutung der genannten Effekte.

Durch die exogene Vorgabe der Strompreise werden mögliche Rückwirkungen unterschiedlicher EE-Zubauten auf die Höhe des CO₂-Preises und somit auf den Strompreis nicht berücksichtigt. So würde bspw. ein degressiver EE-Ausbaupfad im Vergleich zu einem progressiven EE-Ausbaupfad in Europa zu einer Verminderung des CO₂-Preises führen, da vermehrt emissionsfreie Stromerzeugung zur Verfügung steht und damit die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten abnimmt. Dieser verminderte CO₂-Preis

¹⁹⁷ Vgl. bspw. Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007).

¹⁹⁸ Vgl. bspw. Neubarth, J. et al. (2006).

¹⁹⁹ Vgl. bspw. Wissen, R./Nicolosi, M. (2008).

übersetzt sich in eine Reduktion des Strompreises und gleichzeitig in eine Verminderung der Wertigkeit des EE-Stroms. Dieser Effekt besteht jedoch lediglich in den Jahren, in denen sich die EE-Erzeugung in den einzelnen Szenarien unterscheidet. Für die folgenden Ergebnisse bedeutet dies, dass die Wertigkeit des EE-Stroms bei einem degressiven EE-Zubaupfad im Vergleich zu einem progressiv orientierten EE-Ausbau zu hoch eingeschätzt wird. Somit werden die Kosten des EE-Ausbaus bei einem schnellen Ausbau im Vergleich zu einem langsameren Ausbau tendenziell unterschätzt.²⁰⁰

In Tabelle 6-2 sind die im Rahmen der Analyse unterstellten europäischen Strompreise dargestellt. Aufgrund der Bedeutung der Höhe des Strompreises auf die Entwicklung der EE und um die Unsicherheiten bzgl. des Strompreises zu berücksichtigen, erfolgen alle Analysen auf Basis von drei unterschiedlichen Strompreisen. Im Fall eines niedrigen Strompreises wird ein konstant bleibender Strompreis von 40 €/2009/MWh unterstellt. Für den mittleren Strompreis wird ein jährlicher Anstieg um 2% angesetzt. Somit steigt der Strompreis (Base) im Laufe der Betrachtungsperiode von anfänglich 40 €/2009/MWh in 2010 auf 59 €/2009/MWh in 2030. Für den hohen Strompreis wird ein jährlicher Anstieg um 4% unterstellt, wodurch dieser auf 88 €/2009/MWh in 2030 steigt. Insgesamt sollen die unterstellten Strompreispfade eine mögliche Bandbreite der Entwicklung bis 2030 widerspiegeln. Einerseits ist derzeit nicht anzunehmen, dass das Niveau des Strompreises langfristig unterhalb von 40 €/2009/MWh sinken wird, da insbeson-

²⁰⁰ Allerdings vermindert ein niedriger CO₂-Preis die Kosten im konventionellen Erzeugungssystem, da weniger Kosten für die CO₂-Zertifikate anfallen. Die Kostenveränderungen im konventionellen Erzeugungssystem werden im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht quantifiziert.

dere nicht mit einem Absinken der aktuellen Brennstoff- und CO₂-Preise zu rechnen ist. Gleichzeitig wird ein Anstieg des Strompreises auf über 88 €₂₀₀₉/MWh bis 2030 als kritisch erachtet. Es wird davon ausgegangen, dass bei darüber hinaus steigenden Strompreisen die Verbraucher ihr Nachfrageverhalten verstärkt in Frage stellen und ggf. reduzieren.

TABELLE 6-2: ENTWICKLUNG DES STROMPREISES IM LORELEI-MODELL

Szenario	2010	2015	2020	2025	2030
	€ ₂₀₀₉ /MWh				
niedriger Strompreis	40	40	40	40	40
mittler Strompreis	40	44	49	54	59
hoher Strompreis	40	49	59	72	88

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Wertigkeit des in EE-Anlagen erzeugten Stroms wird im Rahmen des Modells über Wertigkeitsfaktoren bestimmt, die sich am Strompreis auf dem Großhandelsmarkt (Base) orientieren. Der Wertigkeitsfaktor gibt somit an, welchen Erlös eine Erzeugungseinheit bei Verkauf auf dem Großhandelsmarkt im Jahresdurchschnitt gegenüber dem Base-Preis erlangt. Die Annahme bezüglich der nach Technologien unterschiedlichen Faktoren ist erforderlich, da im Modell eine jährliche Auflösung implementiert ist.²⁰¹

²⁰¹ Eine jährliche Auflösung wurde für dieses Modell gewählt, um eine Lösbarkeit des Modells zu ermöglichen. Alternativ sind bspw. stundenscharfe Auflösungen oder stochastische Ansätze denkbar. Allerdings erhöhen solche Ansätze die Komplexität solcher Modelle und somit auch die Rechenintensität. So würde bspw. eine stündliche gegenüber einer jährlichen Auflösung die Anzahl der relevanten Gleichungen um mindestens den

In Tabelle 6-3 sind die unterstellten Wertigkeitsfaktoren für die einzelnen EE-Technologien dargestellt. Die unterstellten Faktoren für Windenergie Onshore, Fotovoltaik, Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft sind für die vergangenen Jahre ermittelte durchschnittliche Werte für den deutschen Strommarkt auf Basis von Informationen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber²⁰² und der deutschen Energiebörse EEX²⁰³. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass für Wind Offshore, Wellen- und Gezeitenenergie sowie solarthermische Kraftwerke noch keine detaillierten statistischen Auswertungen verfügbar sind. Da solarthermische Kraftwerke analog zur Fotovoltaik insbesondere zu Zeiten von tendenziell hohen Strompreisen einspeisen, ist auch eine Wertigkeit in ähnlicher Höhe wie Fotovoltaik zu erwarten. Bei Windenergie Offshore, Gezeiten- und Wellenenergie ist davon auszugehen, dass die Einspeisungen im Vergleich zu Windenergie Onshore kontinuierlicher erfolgen und daher die Wertigkeit höher liegt.²⁰⁴

Faktor 8760 erhöhen. Zur Berücksichtigung stündlicher Ganglinien müssten zudem auch die Strompreise in stündlicher Auflösung generiert werden. Da die geringere zeitliche Auflösung durch vereinfachte Annahmen zu den durchschnittlichen Wertigkeiten der einzelnen EE-Technologien grob nachgebildet wird und dies die grundsätzlichen Ergebnisse dieser Analyse nicht beeinflussen wird, erscheint diese Methodik im Rahmen dieser Arbeit zulässig.

²⁰² Vgl. Amprion (2010), Tennet (2010), 50hertz (2010), EnBW Transportnetze AG (2010).

²⁰³ Vgl. EEX (2010).

²⁰⁴ Eine Übertragung der durchschnittlichen Wertigkeitsfaktoren der vergangenen Jahre in Deutschland auf einen einheitlichen, gesamteuropäischen Strommarkt sowie die Annahme, dass sich die Faktoren im Zeitverlauf nicht ändern, wurde aus Vereinfachungsgründen vorgenommen. In der Realität kann sich die Wertigkeit einzelner EE-Technologien jedoch im Zeitverlauf verändern. So senkt bspw. eine große Menge gleichzeitig eingespeister Windenergie den Strompreis zu dieser Zeit, so dass sich damit auch der Wert des eingespeisten Stroms mindert. Durch die Annahmen eines einheitlichen ge-

Eine Wertigkeit von mehr als 100% ist für diese Technologien nicht zu erwarten, da dies eine verstärkte Einspeisung zu Zeiten einer hohen Last und tendenziell hohen Strompreisen erfordern würde.

TABELLE 6-3: WERTIGKEITSFAKTOREN FÜR EE-ANLAGEN IM LORELEI-MODELL

Wind Onshore	Wind Offshore	Fotovoltaik	Bio-, Wellen-, Gezeitenenergie, Geothermie	Wasserkraft	solar-thermische Kraftwerke
% vom Strompreis (Base)					
90%	95%	115%	100%	98%	115%

Quelle: Eigene Darstellung.

6.2 Aufbau der Szenarien

Zur Beantwortung der Fragestellung, welche Auswirkungen eine unterschiedliche EE-Zubaudynamik auf die Kosten und Erlöse der Erneuerbaren Energien hat, werden unterschiedliche Szenarien untersucht. Wie bereits in Abschnitt 3.2 dargestellt, wird jeweils das Szenario eines degressiven EE-Ausbaupfads mit dem Szenario eines progressiven EE-Ausbaupfads unter sonst gleichen Rahmenbedingungen miteinander verglichen. In beiden Szenarien wird jeweils ein harmonisiertes Quotenmodell und somit ein kosteneffizienter EE-Ausbau unterstellt, um die Effekte unterschiedlicher Ausbaudynamiken möglichst von anderen Effekten zu isolieren.

samteuropäischen Strommarkts ist jedoch davon auszugehen, dass der Gleichzeitigkeitsgrad der Windenergieeinspeisung im Vergleich zu einer nationalen Betrachtung geringer ist, da sich die Einspeisung stärker geografisch unterscheidet.

Um den Einfluss eines unterschiedlichen Strompreises auf die Ergebnisse berücksichtigen zu können, werden die untersuchten Szenarien mit den in Tabelle 6-2 dargestellten verschiedenen Strompreisen analysiert. Für jedes Szenario werden daher ein niedriger, ein mittlerer und ein hoher Strompreis unterstellt.

In Tabelle 6-4 sind die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Szenarien dargestellt. Im Referenzszenario „Referenz 45% EE“ wird ein langfristiges EE-Ziel von 45% EE-Anteil am Bruttostromverbrauch unterstellt. Im Fall eines degressiven Zubaupfads werden zu Beginn der Betrachtungsperiode ambitionierte Wachstumsratenangenommen, welche auf Basis einer Kostenoptimierung erreicht werden müssen. In den späteren Jahren ist zur Zielerreichung in 2030 dann ein deutlich geringerer Zubau notwendig. Die Prozentangaben innerhalb der Tabelle 6-4 beziehen sich auf die dem Modell exogen vorgegebenen EE-Stromerzeugungsmengen als Anteile des Bruttostromverbrauchs der gesamten modellierten Regionen Europas. Dementgegen erfolgt im Szenario mit einem progressiven EE-Zubaupfad bis zum Jahr 2030 ein langfristig optimierter EE-Zubau ohne Zwischenziele. Das langfristige EE-Ziel in 2030 ist identisch zu dem des degressiven Zubaupfads.

Die Sensitivitätsszenarien orientieren sich grundsätzlich an den Referenzszenarien. Der Unterschied in den Szenarien „Sensitivität Potenzial 45% EE“ liegt in einem höheren unterstellten EE-Potenzial für Windenergie und Bioenergie. Die veränderten Annahmen wurden bereits in Abschnitt 4.4.1 (Tabelle 4-22 bis Tabelle 4-24) diskutiert und dargestellt. In den Szenarien „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“ wird im Vergleich zur Referenz ein verminderter EE-Zubau außerhalb Europas unterstellt, welcher sich auf die Kostenentwicklung der EE auswirkt. Die diesbezüglichen Annahmen

sind in Abschnitt 4.4.2 (Tabelle 4-25 bis Tabelle 4-27) erläutert und dargestellt worden.

TABELLE 6-4: ÜBERBLICK ÜBER DIE UNTERSUCHTEN SZENARIEN

Szenario		2010	2015	2020	2025	2030
		EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %				
"Referenz 45% EE"						
	degressiver EE-Ausbaupfad	22%	34%	40%	44%	45%
	progressiver EE-Ausbaupfad	optimierter EE-Zubau				45%
"Sensitivität Potenzial 45% EE"		identisch zu "Referenz 45% EE"				
"Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE"		identisch zu "Referenz 45% EE"				
"Referenz 65% EE"						
	degressiver EE-Ausbaupfad	24%	39%	52%	62%	65%
	progressiver EE-Ausbaupfad	optimierter EE-Zubau				65%
"Sensitivität Potenzial 65% EE"		identisch zu "Referenz 65% EE"				
"Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE"		identisch zu "Referenz 65% EE"				
"BAU" (Business-as-usual)						
	BAU	EE-Zubau entsprechend BAU				
	progressiver EE-Ausbaupfad	optimierter EE-Zubau				EE-Anteil aus BAU

Quelle: Eigene Darstellung.

In den Szenarien der „Referenz 65% EE“ wird im Unterschied zu den Szenarien „Referenz 45% EE“ ein langfristiges EE-Ziel von 65% EE-Anteil am Bruttostromverbrauch unterstellt. Die Referenzszenarien „Sensitivität Potenzial 65% EE“ und „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“ basieren auf

den gleichen Annahmen wie die Sensitivitätsszenarien bei einem EE-Ausbauziel von 45%.

Im BAU-Szenario wird die EE-Entwicklung, bei angenommener Fortführung der bisherigen Förderpolitiken in den einzelnen Ländern (BAU), mit der EE-Entwicklung eines langfristig optimierten EE-Zubaus verglichen. Dabei wird für das Optimierungsszenario für 2030 diejenige EE-Erzeugung vorgegeben, welche sich aus dem BAU-Szenario ergibt.

6.3 Szenarien mit einem EE-Ziel von 45% in 2030

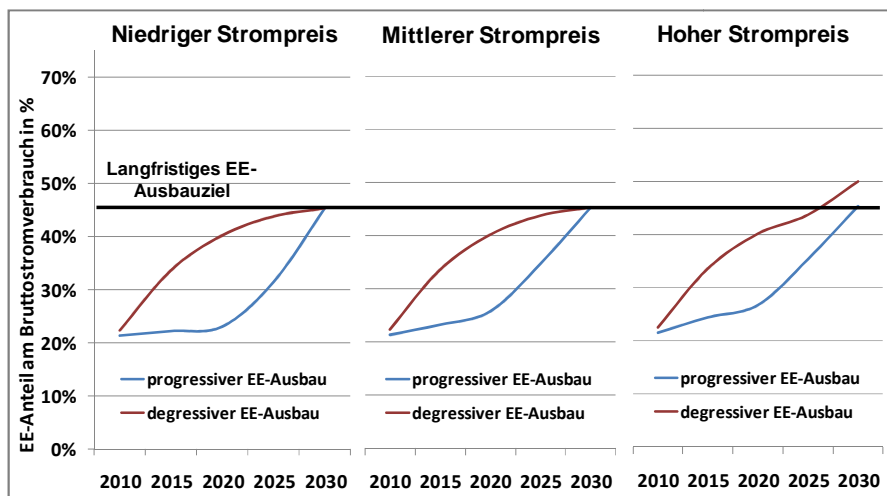
Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Szenarienanalysen dargestellt und erläutert. Dabei werden zunächst für die Referenzszenarien jeweils die Entwicklung der EE-Erzeugungsmengen sowie die Kosten und Erlöse zwischen einem degressiven und einem progressiven EE-Ausbaupfad verglichen. Daran anschließend werden die Referenzszenarien den jeweiligen Sensitivitätsanalysen gegenübergestellt, um den Einfluss von alternativen Annahmen zu EE-Potenzialen und technologischem Fortschritt bestimmen zu können.

6.3.1 Szenario „Referenz 45% EE“

Im Szenario „Referenz 45% EE“ wird ein langfristiges EE-Ziel in Europa von 45% am Bruttostromverbrauch in 2030 unterstellt. In Abbildung 6-1 sind die Entwicklungen des EE-Zubaupfads unterschiedlicher Strompreise für jeweils einen degressiven und einen progressiven EE-Ausbaupfad dargestellt. Die im Rahmen der Modellierung vorgegebenen EE-Ziele zwischen 2010 und 2030 bei einem degressiven EE-Zubau sind für alle Strompreisvarianten identisch. Wie in Abbildung 6-1 dargestellt, entspricht der im Modell realisierte EE-Ausbau den vorgegebenen Zielwerten für den EE-Ausbau.

Betrachtet man den Ausbau unter Berücksichtigung eines progressiven Optimierungspfads, so zeigt sich, dass bei niedrigem Strompreis bis 2020 nahezu kein weiterer EE-Ausbau erfolgt. Um langfristig das EE-Ziel zu erreichen, erfolgt der dazu erforderliche EE-Zubau im Wesentlichen erst nach 2020. Im Unterschied zum Szenario mit einem niedrigen Strompreis erfolgt bei einem mittleren Strompreis im Rahmen der Modellierung ein zügigerer EE-Ausbau zum Erreichen des langfristigen EE-Ziels. Dies ist dadurch begründet, dass durch den höheren Strompreis bereits frühzeitig vermehrt einzelne EE-Anlagen wettbewerbsfähig und somit zugebaut werden. Wie bereits in Abschnitt 3.2 detailliert erläutert, liegt die Begründung für den deutlich langsameren EE-Ausbaupfad bei einem progressiven EE-Zubau bzw. langfristiger Optimierung im Vergleich zum degressiven Ausbaupfad mit ambitionierten Zwischenzielen in den unterschiedlichen Gesamtausbaukosten sowie Gesamterlösen. Die Quantifizierung dieser Effekte erfolgt im weiteren Verlauf dieses Abschnitts.

**ABBILDUNG 6-1: ENTWICKLUNG DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO
„REFERENZ 45% EE“**



Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei einem hohen Strompreis steigt die EE-Stromerzeugung im Unterschied zu den beiden Varianten eines niedrigen und mittleren Strompreises langfristig über das vorgegebene Ziel von 45% EE-Anteil in 2030 hinaus an. In 2030 werden rund 50% und somit fünf Prozentpunkte mehr EE-Strom erzeugt als langfristig vorgegeben. Dies begründet sich dadurch, dass bei einem hohen Strompreis vermehrt EE-Technologien und Standorte wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Erzeugungstechnologien werden. Die EE-Erzeugung über das langfristige EE-Ziel von 45% hinaus bedeutet, dass in 2030 für diese zusätzlichen EE-Erzeugungseinheiten der generierte Erlös auf dem Strommarkt höher ist als die Stromgestehungskosten.²⁰⁵

²⁰⁵ Dieser Effekt ist grundsätzlich unabhängig davon, ob der Strompreis exogen vorgegeben oder endogen ermittelt wird. Zu beachten ist jedoch, dass ein vergleichsweise stärkerer

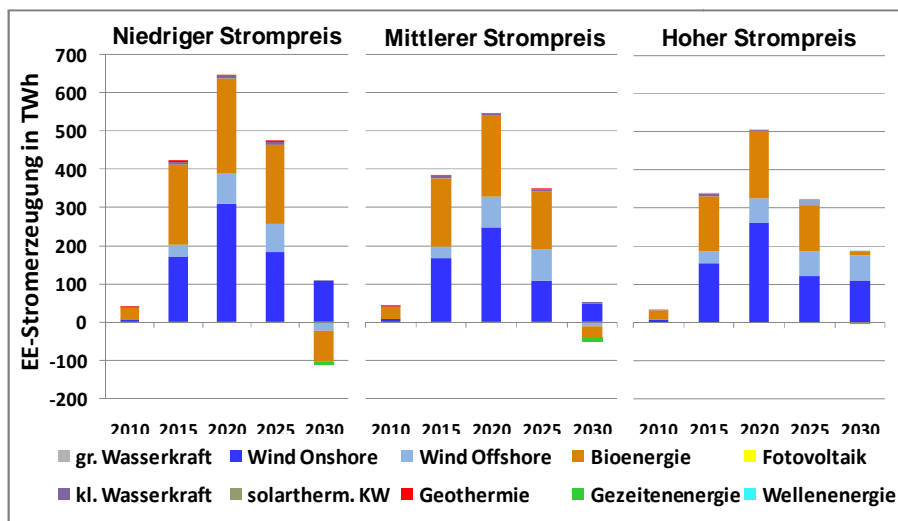
Betrachtet man den progressiven EE-Ausbau bei einem hohen Strompreis, so zeigt sich, dass im Unterschied zum degressiven Ausbaupfad keine über das EE-Ziel hinaus gehende EE-Erzeugung generiert wird.²⁰⁶

In Abbildung 6-2 sind die Differenzen der EE-Erzeugung unter Berücksichtigung der einzelnen EE-Technologien jeweils für die Varianten mit degressivem und progressivem EE-Ausbau dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass die zusätzliche EE-Erzeugung bei einem degressiven Verlauf im Wesentlichen auf Basis von Wind Onshore, Bioenergie und zu einem geringeren Teil Wind Offshore basiert. Die insgesamt sinkenden Differenzen mit zunehmendem Strompreis zeigen, dass sich der progressive bzw. langfristig optimale EE-Ausbaupfad mit steigendem Strompreis an einen ambitionierten schnellen Ausbaupfad annähert. Die positive Differenz der EE-Erzeugung in 2030 bei einem hohen Strompreis entspricht der Höhe der über das langfristige EE-Ziel hinausgehenden EE-Erzeugung.

ABBILDUNG 6-2: DIFFERENZ DER EE-ERZEUGUNG ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „REFERENZ 45% EE“

EE-Zubau ggf. die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt wiederum beeinflussen kann (siehe Abschnitt 6.1.2).

²⁰⁶ Dies lässt jedoch nicht den Schluss zu, dass die EE-Ausbaukosten im Fall eines schnellen EE-Ausbaus insgesamt niedriger sind im Vergleich zum langfristig optimalen Pfad. Vielmehr ist bei einem degressiven Ausbaupfad die höhere Wettbewerbsfähigkeit in 2030 gegenüber einem progressiven Pfad mit anfänglich deutlich höheren Ausbaukosten verbunden. Diese Kosteneffekte werden im weiteren Verlauf dieses Abschnitts erläutert.



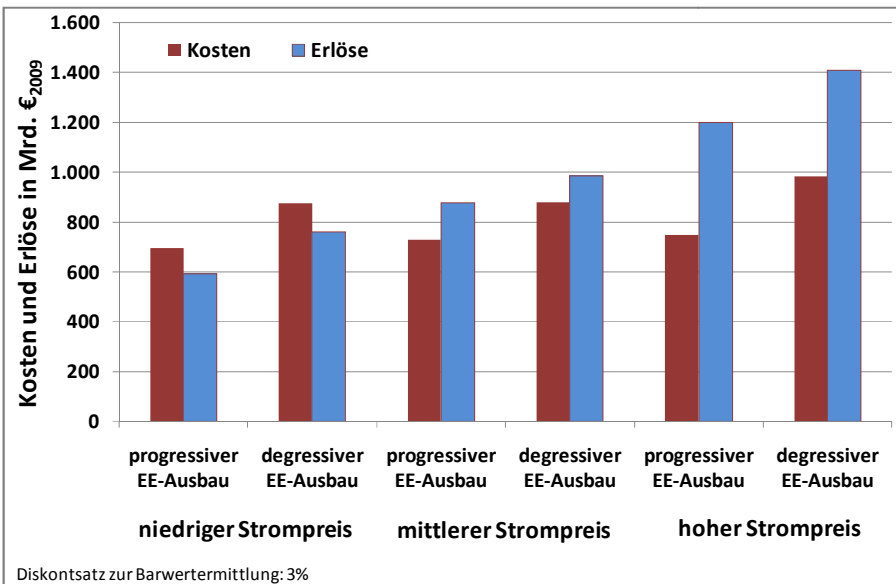
Quelle: Eigene Berechnungen.

Wurden in den bisherigen Darstellungen lediglich die Erzeugungsmengen aufgezeigt, so erfolgt im Folgenden eine Betrachtung der Kosten und Erlöse der einzelnen Szenarien. In Abbildung 6-3 sind die Barwerte der EE-Ausbaukosten sowie die Erlöse der EE, die sie durch Verkauf auf dem Strommarkt generieren können für die einzelnen Szenarien dargestellt.²⁰⁷

²⁰⁷ Für die Bestimmung des Barwerts der Kosten und Erlöse wird ein Diskontsatz (volkswirtschaftlicher Zinssatz) von 3% unterstellt. Dieser Wert spiegelt den langfristigen durchschnittlichen Basiszinssatz der Europäischen Zentralbank für Hauptrefinanzierungsgeschäfte (vgl. Deutsche Bundesbank (2011)) wider. Der Barwert wird für diejenigen Kosten und Erlöse von EE-Anlagen berechnet, welche derzeit bereits existieren (Bestandsanlagen) sowie welche bis 2030 zugebaut werden (Neuanlagen). Sofern diese EE-Anlagen auch über 2030 hinaus noch Strom erzeugen, werden die damit verbundenen Kosten und

Dabei zeigt sich, dass die Kosten bei einem degressiven EE-Ausbaupfad stets höher liegen als bei einem progressiven, langfristig optimalen Zubau. Dies liegt daran, dass sich die Zubaukosten aufgrund des technologischen Fortschritts im Zeitverlauf verringern und somit ein späterer Zubau kosteneffizienter ist.

ABBILDUNG 6-3: BARWERT DER KOSTEN UND ERLÖSE DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „REFERENZ 45% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

Erlöse in der Berechnung mit berücksichtigt. Nach 2030 wird der Strompreis in allen Szenarien als konstant unterstellt.

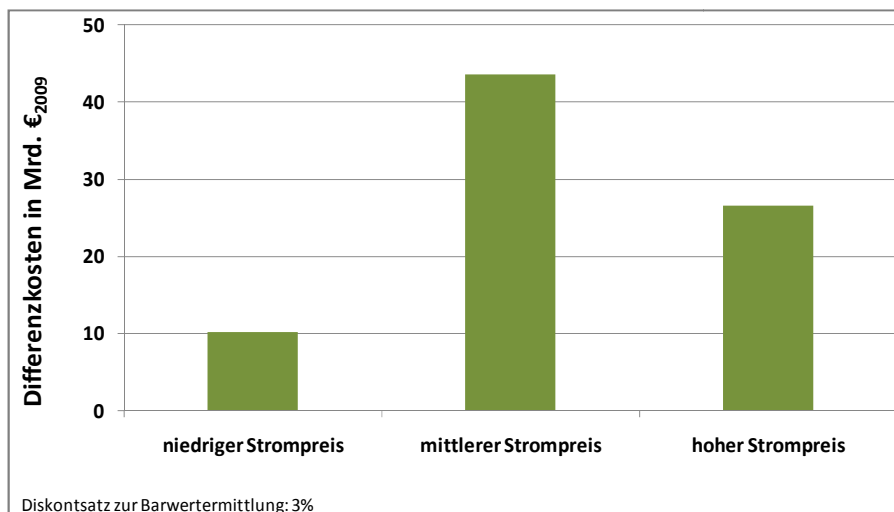
Der Barwert der Kosten bei hohem Strompreis im Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ liegt mit rund 1.000 €₂₀₀₉ vergleichsweise hoch, was auf die insgesamt höhere EE-Stromerzeugung zurückzuführen ist. Der Barwert der Erlöse steigt mit zunehmendem Strompreis an und liegt im Fall eines degressiven Ausbaus stets über dem Barwert bei langfristig optimalem Zubau, da aufgrund des degressiven Zubaus über die Betrachtungsperiode aggregiert mehr EE-Erzeugung generiert wurde. Die dargestellten positiven Nettoerlöse im Falle eines mittleren und hohen Strompreises sind nicht interpretierbar als Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit der EE-Technologien, da für die bereits bestehenden EE-Anlagen die gesamten Erlöse, jedoch keine Investitionskosten berücksichtigt wurden.

Um die ökonomischen Effekte eines langfristig optimalen bzw. progressiven EE-Ausbaus gegenüber einem degressiven Zubau aufzeigen zu können, ist ein Vergleich der Barwerte der Nettokosten erforderlich. Der Barwert der Nettokosten ergibt sich durch den Barwert der Kosten abzüglich des Barwerts der Erlöse. In Abbildung 6-4 sind die Kosten und Erlöse für die unterschiedlichen Strompreisvarianten dargestellt. Die Mehrkosten eines degressiven EE-Zubaus gegenüber einem progressiven EE-Zubau betragen je nach Strompreis 10 bis 44 Mrd. €₂₀₀₉. Demnach ist erwartungsgemäß ein langfristig optimaler EE-Zubau stets mit geringeren Nettokosten verbunden als ein schneller und degressiver Zubau.

Es zeigt sich zudem, dass ein progressiver EE-Zubau bei einem mittleren Strompreis im Vergleich zu einem niedrigen bzw. hohen Strompreis relativ vorteilhafter ist. Es ist jedoch kein klarer Trend bzgl. der Auswirkungen unterschiedlicher Strompreise auf die Vorteilhaftigkeit eines progressiven EE-Ausbaus gegenüber einem degressiven Ausbau zu erkennen.

Die unterschiedliche Entwicklung der Strompreise wirkt in vielfältiger und komplexer Weise auf die hier dargestellten Ergebnisse. So ist bspw. im Szenario „progressiver EE-Ausbaupfad“ ein steigender Strompreis mit einem schnelleren EE-Zubau verbunden, da vermehrt EE-Anlagen die Wettbewerbsfähigkeit erreichen. Dieser schnellere Zubau wiederum erhöht die Kosten des Ausbaus, da über die Betrachtungsperiode aggregiert mehr EE-Strom erzeugt wird. Gleichzeitig steigen jedoch auch die Erlöse durch den Verkauf der zusätzlichen Erzeugung auf dem Strommarkt. Die zusätzlichen Kosten der höheren Erzeugung liegen dabei insgesamt niedriger als die zusätzlichen Erlöse. Auch im Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ kann ein höherer Strompreis zu einem zusätzlichen Anstieg der EE-Stromerzeugung führen und den gleichen Effekt verursachen.

**ABBILDUNG 6-4: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN
(KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-
AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO
„REFERENZ 45% EE“**



Quelle: Eigene Berechnungen.

Dies ist bspw. im Fall eines hohen Strompreises gegeben, in welchem ein über das EE-Ziel hinausgehender EE-Zubau erfolgt. Neben den genannten Effekten bestimmen auch weitere Parameter wie bspw. die zeitliche Entwicklung des Strompreises²⁰⁸ oder Annahmen zu den Kostenentwicklungen der EE die Höhe des Barwerts der Nettokosten.

6.3.2 Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“

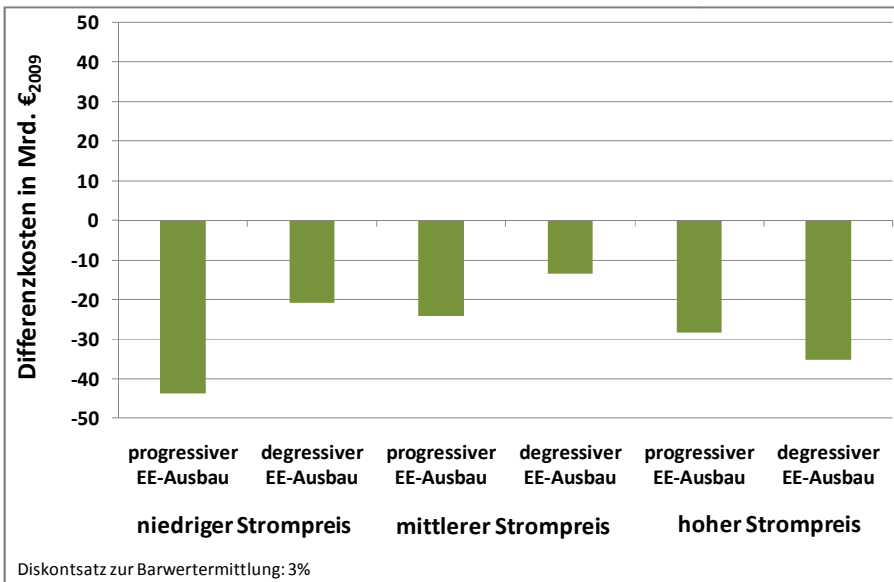
In diesem Abschnitt wird überprüft, welche Auswirkungen veränderte Annahmen zu den EE-Potenzialen auf die Nettoausbaukosten in den einzel-

²⁰⁸ Bspw. die Annahme eines konstanten Strompreises im Fall eines niedrigen Strompreises und eines über den Zeitverlauf ansteigenden Strompreises bei mittlerem und hohem Strompreisfad.

nen Szenarien haben. Die Ergebnisse dieser Sensitivität mit höheren EE-Potenzialen werden dann dem Referenzszenario „Referenz 45% EE“ gegenübergestellt. Im Anhang werden zusätzlich die Ergebnisse der Sensitivität analog zum Referenzszenario dargestellt. In Abbildung 6-5 sind die zusätzlichen Nettokosten der Sensitivität gegenüber der Referenz dargestellt. Die durchgehend negativen Werte zeigen, dass die unterstellte Potenzialausweitung²⁰⁹ grundsätzlich zu einer Verringerung der Nettokosten führt. In den beiden Szenarien mit einem niedrigen und mittleren Strompreis profitiert der progressive EE-Ausbaupfad stärker von der Potenzialausweitung als der degressive EE-Ausbau. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich bspw. das Zubaupotenzial für Wind-Offshore in der Sensitivität insbesondere nach 2020 deutlich erhöht. Ab diesem Zeitpunkt kann das Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ im Gegensatz zum Szenario „progressiver EE-Ausbaupfad“ von dieser Potenzialausweitung nicht mehr bedeutend profitieren, da bereits der wesentliche Teil des notwendigen Ausbaus erfolgt ist. Mit zunehmendem Strompreis sinkt der Nettokostenvorteil des progressiven EE-Ausbauszenarios gegenüber einem degressiven EE-Zubau und verkehrt sich bei einem hohen Strompreis ins Gegenteil. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass durch eine Potenzialausweitung im Falle eines hohen Strompreises im Vergleich zur Referenz die EE-Erzeugung nochmals ausgeweitet wird und somit eine höhere Übererfüllung der Ausbauziele resultiert.

**ABBILDUNG 6-5: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN
(KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „SENSITIVITÄT
POTENZIAL 45% EE“ UND „REFERENZ 45% EE“**

²⁰⁹ Für eine Beschreibung der im Rahmen der Sensitivitätsanalysen unterstellten Annahmen siehe Abschnitt 4.4.

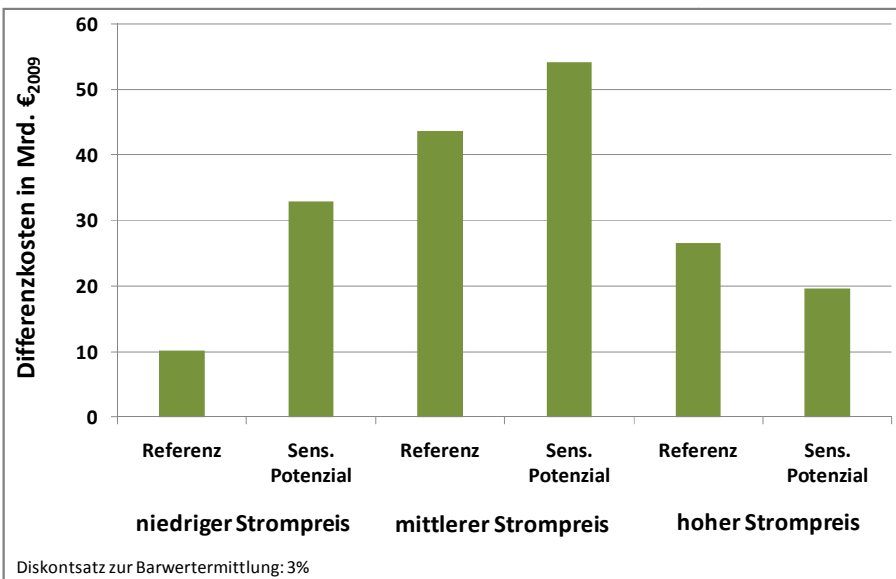


Quelle: Eigene Berechnungen.

Während in den Referenzszenarien lediglich bei einem degressiven EE-Ausbau die langfristigen EE-Ziele übererfüllt werden, erfolgt in diesem Sensitivitätsszenario auch im progressiven EE-Ausbauszenario eine Übererfüllung der Ziele. Allerdings steigt die EE-Erzeugung gegenüber der Referenz bei einem degressiven EE-Ausbau stärker an als bei einem progressiven EE-Zubau. Aufgrund der schneller durchlaufenen Lernkurve steigen somit die gesamten Erlöse bei einem schnellen EE-Zubau stärker an als bei einem langfristig optimalen EE-Zubau. Somit profitiert der degressive EE-Ausbaupfad im Falle eines hohen Strompreises stärker durch die unterstellte Potenzialausweitung.

In Abbildung 6-6 sind analog zu Abbildung 6-4 sowohl für die Referenz- als auch für die Sensitivitätsszenarien die Differenzen des Barwerts der Nettokosten zwischen dem Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ dargestellt.

ABBILDUNG 6-6: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IN DEN SZENARIEN „REFERENZ 45% EE“ UND „SENSITIVITÄT POTENZIAL 45% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

Es zeigt sich wiederum, dass durch eine Ausweitung der EE-Potenziale bei niedrigen und mittleren Strompreisen ein langfristig optimierter und progressiver EE-Zubau stärker profitiert. Sobald der Strompreis ein Niveau

erreicht, bei welchem die EE in Summe wettbewerbsfähig werden, verkehrt sich dieser Effekt ins Gegenteil. Insgesamt zeigt sich, dass sich veränderte Annahmen zu den einzelnen EE-Potenzialen zwar auf die Kosten und Erlöse des EE-Zubaus auswirken. Im Vergleich zu den gesamten EE-Zubaukosten und -erlösen von rund 700 bis 1.000 Mrd. €₂₀₀₉ sind diese Effekte jedoch als gering einzustufen.

Außerdem zeigt sich, dass bei mittlerem Strompreis die Kostendifferenz zwischen degressivem und progressivem EE-Ausbau am höchsten ist.

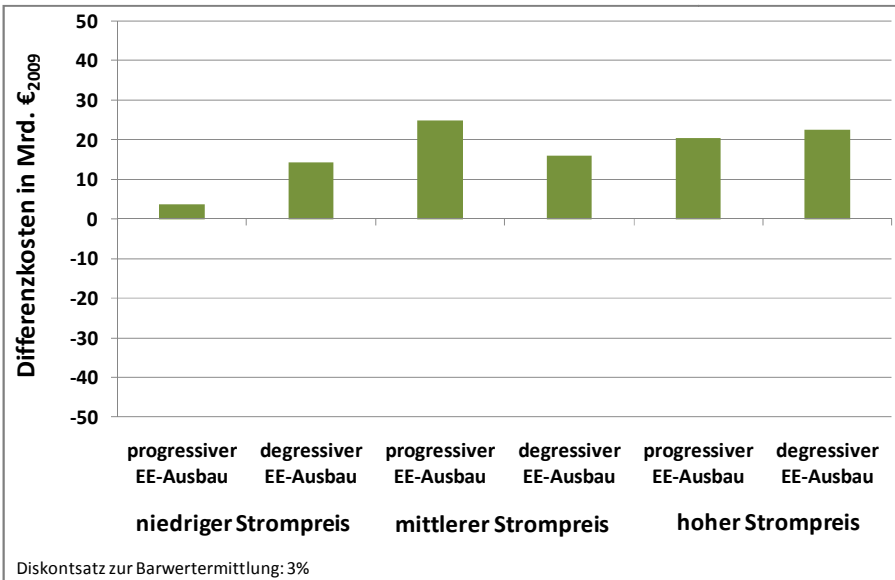
6.3.3 Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE“

Als weitere Sensitivität wird ein gegenüber der Referenz langsamerer technologischer Fortschritt unterstellt.²¹⁰ Im Anhang werden wiederum zusätzlich die Ergebnisse der Sensitivität analog zum Referenzszenario dargestellt.

Wie Abbildung 6-7 zeigt, führt ein langsamerer technologischer Fortschritt aufgrund eines langsameren weltweiten Technologieausbaus grundsätzlich zu höheren Nettokosten im Vergleich zur Referenz. Im Fall eines niedrigen Strompreises steigen die Nettokosten eines degressiven EE-Zubaus stärker als bei einem langfristig optimalen und progressiven Zubau. Dies liegt daran, dass bei degressivem Zubau gegenüber der Referenz die teurer werdende Wind Onshore durch Bioenergie substituiert wird, während der EE-Erzeugungsmix bei einem progressiven Ausbau nahezu identisch bleibt. In letzterem Fall werden die zusätzlichen Kosten aufgrund des langsameren technologischen Fortschritts durch einen verstärkten Zubau außerhalb Europas teilweise aufgefangen.

²¹⁰ Für eine Beschreibung der im Rahmen der Sensitivitätsanalysen unterstellten Annahmen siehe Abschnitt 4.4.

**ABBILDUNG 6-7: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN
(KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN.
FORTSCHRITT 45% EE“ UND „REFERENZ 45% EE“**



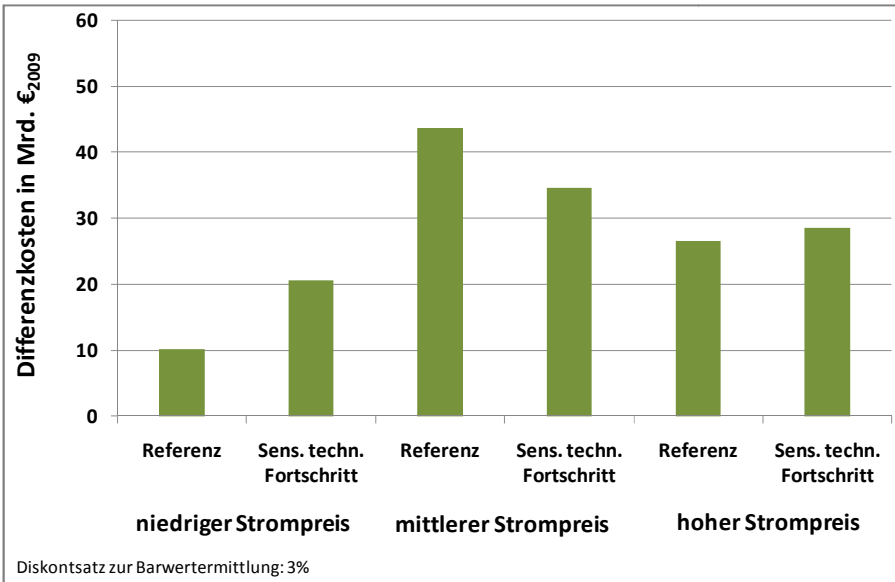
Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei schnellem EE-Ausbau wird hingegen Wind Onshore als Zubauoption deutlich unattraktiver, da sich die höheren Kosten nicht in der gleichen Höhe durch Zubau außerhalb Europas vermindern lassen. Bei einem mittleren Strompreispfad stellt sich durch einen verminderten technologischen Fortschritt hingegen der degressive Ausbaupfad im Vergleich zum langfristig optimalen Zubau besser. Insgesamt erfolgt beim progressiven EE-Zubau gegenüber der Referenz ein zeitlicher verzögerter Zubau, wodurch insgesamt niedrigere Erlöse resultieren. Diese zeitliche

Verzögerung ergibt sich dadurch, dass weniger Onshore-WEAs die Wirtschaftlichkeit erreichen und somit nicht frühzeitig zugebaut werden. Bei einem hohen Strompreis verändert sich der EE-Erzeugungsmix gegenüber der Referenz in beiden Zubaupfaden nur unwesentlich. Daher liegen auch die höheren Nettokosten in beiden Szenarien auf einem ähnlichen Niveau.

In Abbildung 6-8 sind sowohl für die Referenz- als auch für die Sensitivitätsszenarien die Differenzen des Barwerts der Nettokosten zwischen dem Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ dargestellt.

**ABBILDUNG 6-8: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN
(KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-
AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IN DEN SZENA-
RIEN „REFERENZ 45% EE“ UND „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT
45% EE“**



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Differenzen des Barwerts der Nettokosten des Szenarios „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ liegen bei max. 11 Mrd. €₂₀₀₉. Analog zur Referenz bleibt die Reihenfolge der Nettokostendifferenzen zwischen degressivem und progressivem EE-Zubau je nach Strompreispfad identisch. Bei niedrigem Strompreis ist die Differenz am niedrigsten und bei mittlerem Strompreispfad am höchsten. Somit kann gezeigt werden, dass veränderte Annahmen zum technologischen Fortschritt die Ergebnisse des Referenzszenarios nicht wesentlich verändern.

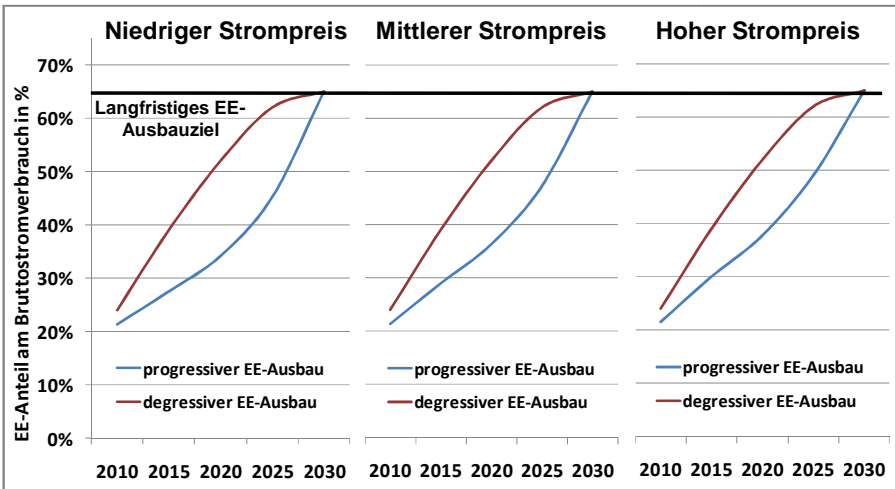
6.4 Szenarien mit einem EE-Ziel von 65% in 2030

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt Szenarien mit einem EE-Ziel von 45% am Bruttostromverbrauch in 2030 erläutert wurden, werden nun analog zur vorherigen Darstellung die Ergebnisse bei einem EE-Ziel von 65% in 2030 aufgezeigt. Zunächst werden die Ergebnisse des Referenzszenarios dargestellt und erläutert. Anschließend werden diese Ergebnisse mit den Sensitivitätsrechnungen verglichen.

6.4.1 Szenario „Referenz 65% EE“

Abbildung 6-9 zeigt die Entwicklung des EE-Zubaus in den Szenarien „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ für unterschiedliche Strompreispfade. Dabei zeigt sich, dass im Unterschied zum Szenario „Referenz 45% EE“ in keinem Szenario die EE-Erzeugung oberhalb des langfristigen EE-Ziels liegt und somit eine generelle Wettbewerbsfähigkeit der EE gegenüber konventionellen Technologien selbst bei hohem Strompreispfad nicht erreicht wird. Somit ist der EE-Entwicklungspfad in den Szenarien „degressiver EE-Ausbaupfad“ bei allen unterstellten Strompreisen identisch. Die EE-Zubaupfade in den Szenarien „progressiver EE-Ausbaupfad“ unterscheiden sich moderat je nach Strompreis. Je höher der Strompreis wird, desto stärker nähert sich der Graph demjenigen des schnelleren Zubaus an, da vermehrt EE-Anlagen die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen Technologien erreichen.

ABBILDUNG 6-9: ENTWICKLUNG DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „REFERENZ 65% EE“

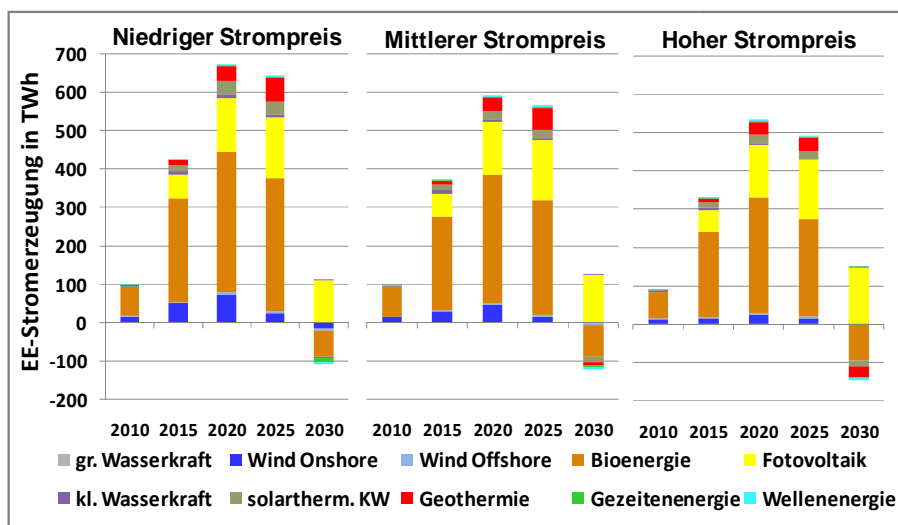


Quelle: Eigene Berechnungen.

In Abbildung 6-10 sind die Differenzen der EE-Erzeugungstechnologien jeweils für die Varianten mit degressivem und progressivem EE-Ausbau dargestellt. Im Vergleich zum Szenario „Referenz 45% EE“ (siehe Abbildung 6-2) bleiben die Erzeugungsdifferenzen in den einzelnen Jahren auf einem ähnlichen Niveau. Bezüglich des Erzeugungsmix zeigt sich hier jedoch ein verändertes Bild. Während im Szenario „Referenz 45% EE“ der schnellere EE-Zubau im Wesentlichen auf Basis Wind Onshore, Bioenergie und Wind Offshore erfolgte, erzeugen im Szenario „Referenz 65% EE“ bei einem degressiven EE-Ausbau neben der Bioenergie insbesondere Photovoltaik, Geothermie und solarthermische Kraftwerke zusätzlichen Strom. Dies liegt darin begründet, dass die vergleichsweise kostengünstigen EE-

Technologien wie Windenergie bereits im Szenario „progressiver EE-Ausbaupfad“ frühzeitig zugebaut werden müssen um das langfristige EE-Ziel zu erreichen. Daher ist nun der Zubau vergleichsweise teurer EE-Technologien wie Fotovoltaik, Geothermie und solarthermischer Kraftwerke notwendig, um die ambitionierten Zwischenziele zu erreichen.

ABBILDUNG 6-10: DIFFERENZ DER EE-ERZEUGUNG ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „REFERENZ 65% EE“

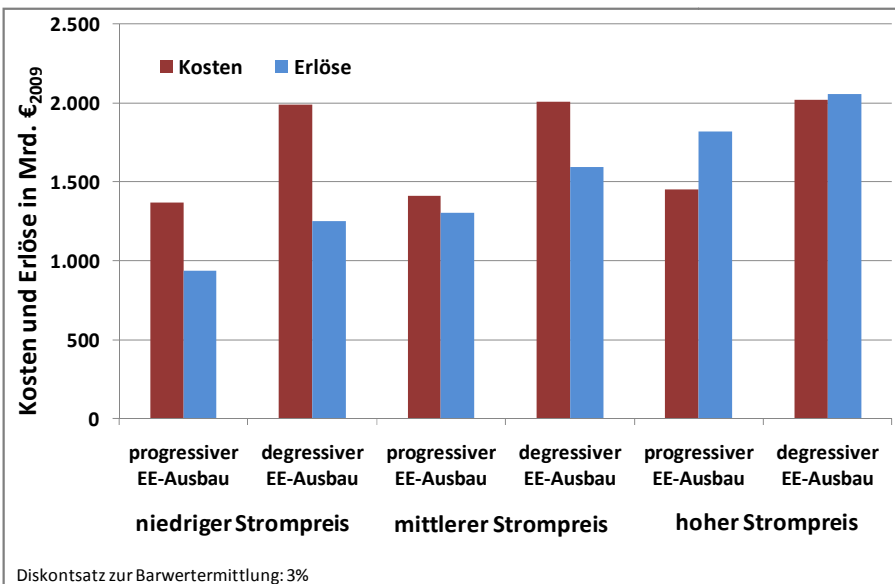


Quelle: Eigene Berechnungen.

In Abbildung 6-11 sind die Barwerte der Kosten und Erlöse des EE-Ausbaus für die einzelnen Szenarien dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Kosten im Vergleich zum in Abbildung 6-3 dargestellten Szenario „Referenz 45% EE“ deutlich höher liegen, was aus dem höheren EE-Ziel resul-

tiert. Der Barwert der Kosten beläuft sich beim degressiven EE-Zubaupfad weitestgehend unabhängig vom Strompreispfad auf 2.000 Mrd. €₂₀₀₉. Damit liegen die Kosten je nach Strompreis um 500 bis 600 Mrd. €₂₀₀₉ höher als bei einem langfristig optimierten EE-Zubau. Der Grund dafür liegt analog zum Szenario „Referenz 45% EE“ darin, dass sich die Zubaukosten aufgrund des technologischen Fortschritts im Zeitverlauf vermindern können und somit ein progressiver Zubau vergleichsweise kostengünstig erfolgen kann. Der Barwert der Erlöse liegt aufgrund der in Summe höheren EE-Erzeugung im degressiven Ausbaupfad stets höher im Vergleich zum langfristig optimalen EE-Pfad.

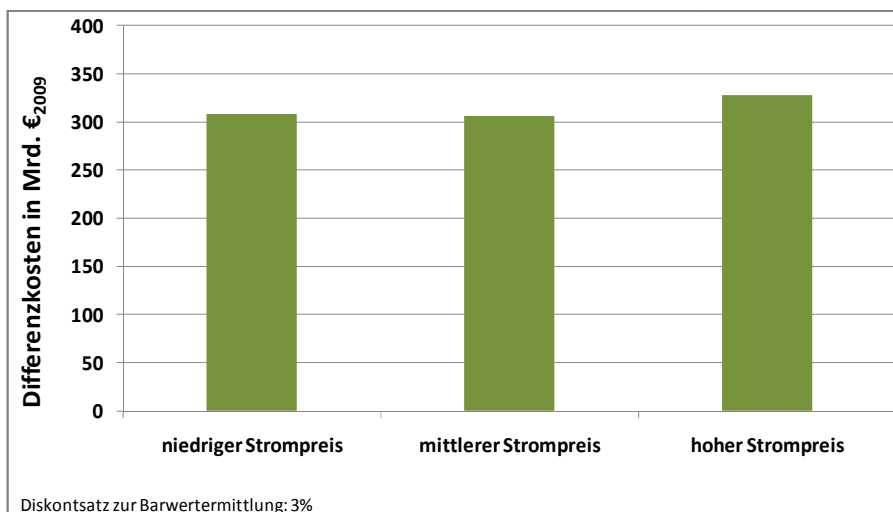
ABBILDUNG 6-11: BARWERT DER KOSTEN UND ERLÖSE DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „REFERENZ 65% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Differenzen des Barwerts der Nettokosten (Barwert der Kosten abzüglich Barwert der Erlöse) zwischen dem Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ sind in Abbildung 6-12 dargestellt. Die zusätzlichen Nettokosten bei einem schnelleren EE-Zubau liegen je nach Strompreispfad bei 306 bis 327 Mrd. €₂₀₀₉ und damit deutlich höher im Vergleich zum Szenario „Referenz 45% EE“. Dies ist auf die Notwendigkeit des Zubaus deutlich kostenintensiverer EE-Technologien wie bspw. Fotovoltaik im Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ zurückzuführen.

ABBILDUNG 6-12: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „REFERENZ 65% EE“



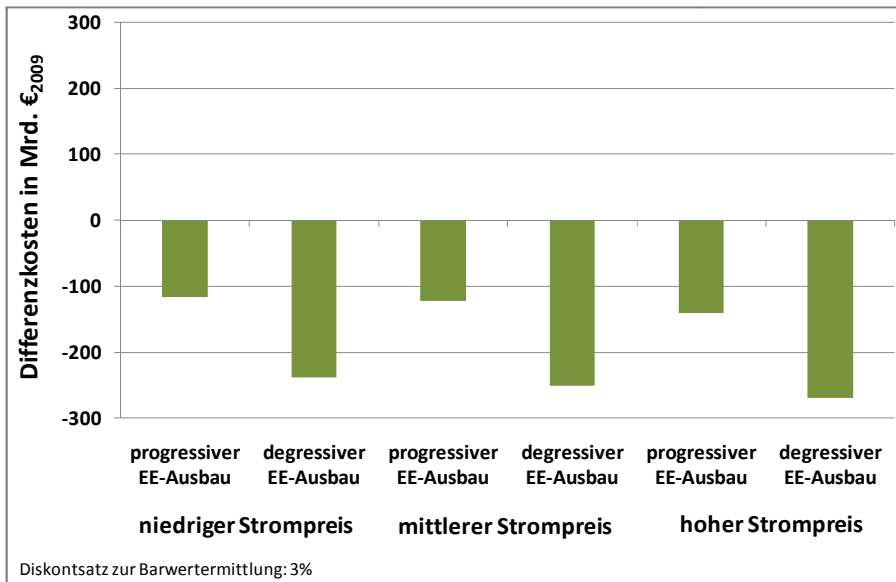
Quelle: Eigene Berechnungen.

6.4.2 Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt die Ergebnisse der Referenzszenarien für ein EE-Ziel von 65% am Bruttostromverbrauch in 2030 dargestellt wurden, wird in diesem Abschnitt überprüft, wie sich eine Erhöhung der EE-Potenziale auf die Nettoausbaukosten der EE auswirken. Im Anhang werden wiederum zusätzlich die Ergebnisse der Sensitivität analog zum Referenzszenario dargestellt.

Die in Abbildung 6-13 dargestellten negativen Differenzkosten (Sensitivität minus Referenz) zeigen, dass höhere Potenziale stets zu niedrigeren Nettokosten des EE-Ausbaus führen. Im Unterschied zum Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“ profitieren in den dargestellten Szenarien jedoch durchweg die Szenarien mit einem degressiven EE-Ausbaupfad deutlich stärker.

**ABBILDUNG 6-13: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN
(KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „SENSITIVITÄT
POTENZIAL 65% EE“ UND „REFERENZ 65% EE“**



Quelle: Eigene Berechnungen.

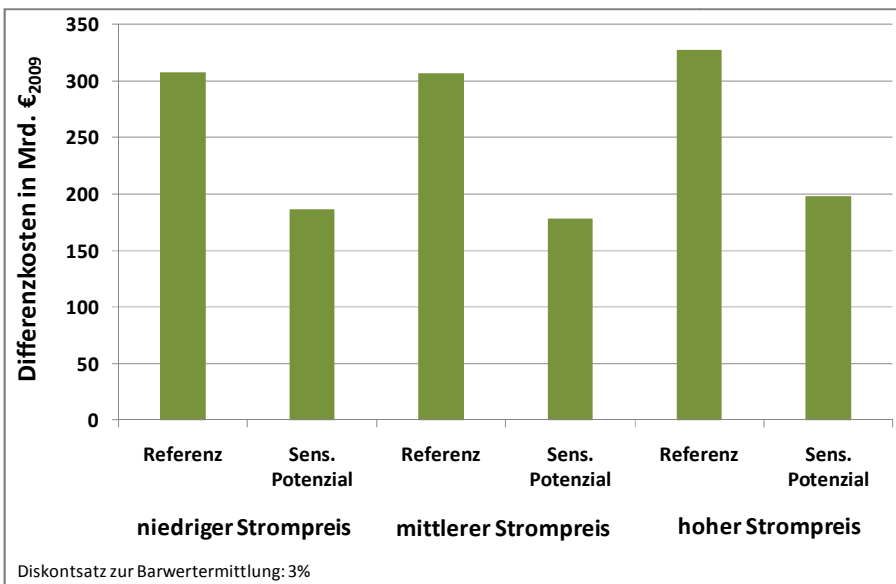
Dies ist darin begründet, dass die Kosten bei einem degressiven EE-Ausbau deutlich stärker sinken als im langfristig optimierten Szenario, während die Erlöse auf einem ähnlichen Niveau bleiben. So werden bspw. im Szenario mit einem degressiven Zubau zu Beginn der Betrachtungsperiode zugebaute kostenintensive EE-Technologien wie Fotovoltaik und Geothermie bei einer angenommenen Potenzialausweitung weniger benötigt und durch kostengünstigere Potenziale bspw. von Windenergie substituiert.

Der Einfluss des Strompreises auf die Differenzkosten ist insgesamt gering. Jedoch zeigt sich, dass sich mit steigendem Strompreis die Nettokosten in den Szenarien vermindern. Dies ist darauf zurückzuführen,

dass im Vergleich zur Referenz vermehrt EE-Anlagen wettbewerbsfähig werden.

In Abbildung 6-14 sind sowohl für die Referenz- als auch für Sensitivitäts-szenarien die Differenzen des Barwerts der Nettokosten zwischen dem Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ dargestellt. Durch die hier unterstellte Potenzialausweitung lassen sich die Zusatzkosten eines degressiven EE-Ausbaus gegenüber einem langfristig optimierten Zubau um rund ein Drittel verringern. Dies gilt weitestgehend unabhängig vom Strompreispfad. Insgesamt zeigt sich somit, dass eine Potenzialausweitung einem schnellen EE-Ausbau mit ambitionierten Zwischenzielen vergleichsweise mehr nutzt, als einem progressiven EE-Ausbaupfad.

ABBILDUNG 6-14: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZÜGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IN DEN SZENARIOEN „REFERENZ 65% EE“ UND „SENSITIVITÄT POTENZIAL 65% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

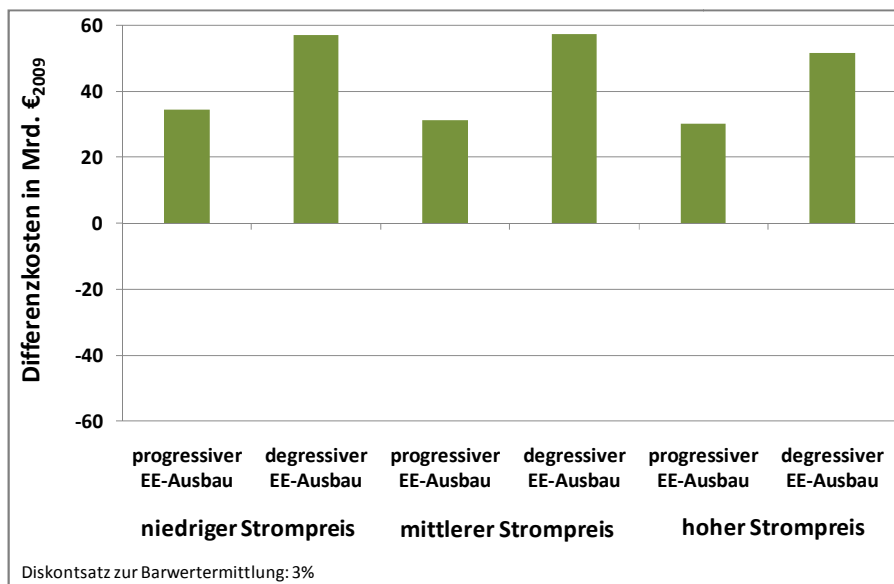
6.4.3 Szenario „Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE“

Ein im Vergleich zur Referenz langsamerer technologischer Fortschritt führt analog zu den Szenarien mit einem EE-Ziel von 45% in 2030 auch in den folgenden Sensitivitätsrechnungen mit einem EE-Ziel von 65% zu

insgesamt steigenden Nettokosten.²¹¹ Wie Abbildung 6-15 zeigt, steigen die Nettokosten bei einem degressiven EE-Zubaupfad stärker im Vergleich zu einem langfristig optimierten bzw. progressiven Zubau. Dies liegt daran, dass bei einem EE-Ziel von 65% bis 2030 kaum Spielraum für die Substitution einzelner EE-Technologien besteht. Somit führt ein veränderter technologischer Fortschrittsfad zu keinen nennenswerten Anpassungen im EE-Erzeugungsmix.

**ABBILDUNG 6-15: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN
(KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN.
FORTSCHRITT 65% EE“ UND „REFERENZ 65% EE“**

²¹¹ Im Anhang werden zusätzlich die Ergebnisse der Sensitivität analog zum Referenzszenario dargestellt.



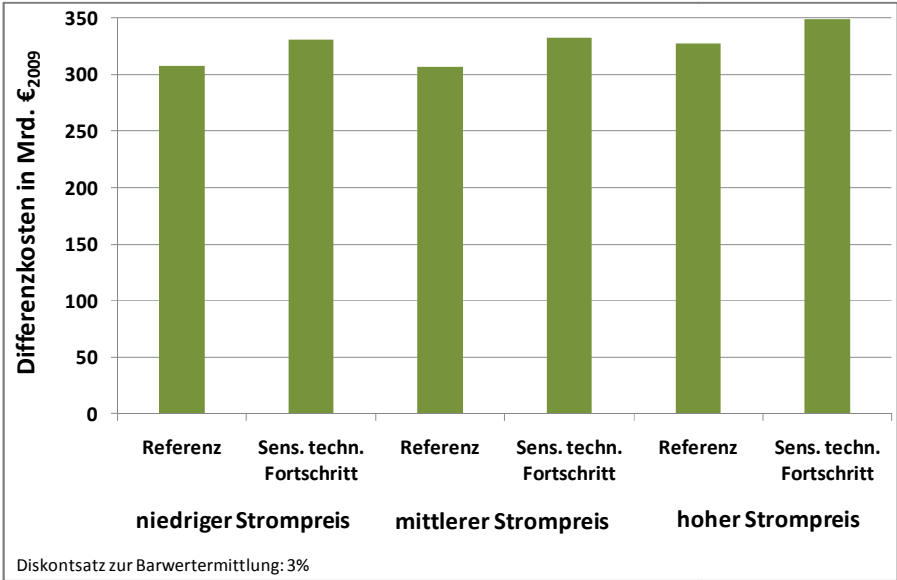
Quelle: Eigene Berechnungen.

Als Resultat erhöht eine geringere Kostendegression der EE-Technologien in Form eines langsameren technologischen Fortschritts verstärkt die Kosten derjenigen EE-Anlagen, die früh und mit hohen Kosten zugebaut werden.

Auf diesen Ergebnissen aufbauend sind in Abbildung 6-16 für die Referenz- und Sensitivitätsszenarien die Differenzen des Barwerts der Nettokosten zwischen dem Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“ und „progressiver EE-Ausbaupfad“ dargestellt.

ABBILDUNG 6-16: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-

AUSBAU“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAU“ IN DEN SZENARIEN „REFERENZ 65% EE“ UND „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 65% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

Der langsamere technologische Fortschritt in den Sensitivitätsszenarien verschlechtert die Position eines degressiven EE-Zubaupfads gegenüber einem langfristig optimalen EE-Ausbau noch weiter. Die Differenz der Nettokosten zwischen diesen beiden Szenarien erhöht sich je nach Strompreispfad um 22 bis 26 Mrd. €₂₀₀₉.

6.5 Business-as-usual-Szenario

Nachdem in den vorangegangenen Szenarien stets der EE-Ausbau mit ambitionierten Zwischenzielen mit einem langfristig optimalen Zubaupfad

sowie die damit verbundenen Kosten und Erlöse miteinander verglichen wurde, wird in diesem Abschnitt anstelle des Szenarios mit einem degressiven EE-Zubau bzw. ambitionierten Zwischenzielen ein Business-as-usual Szenario (BAU) betrachtet. Dabei erfolgt die Modellierung dieses Szenarios unter Berücksichtigung der derzeit bestehenden nationalen politischen Rahmenbedingungen bzgl. der EE-Förderung in Europa.²¹² Erfolgte in den bisherigen Szenarien der EE-Ausbau stets unter kostenoptimalen Gesichtspunkten²¹³, so erfolgt der Zubau im BAU-Szenario unter Berücksichtigung der derzeit bestehenden nationalen Förderpolitiken. Im Rahmen der Modellierung dieses Szenarios werden daher sowohl nationale Quotenmodelle, Cluster-Quotenmodelle als auch Bonus- und Einspeisevergütungssysteme berücksichtigt. Für die nationalen Quotenmodelle und Cluster-Quotenmodelle werden die politischen EE-Ziele bis 2030 weiter fortgeschrieben. Für die Bonus- und Einspeisevergütungssysteme werden die derzeit existierenden Vergütungen sowie die festgelegten Degressionen der Vergütungen entsprechend der jeweiligen gesetzlichen Regelung weiter fortgeschrieben.

Um die Entwicklung des BAU-Szenarios mit einer alternativen Entwicklung eines langfristig optimalen Ausbaupfads vergleichen zu können, werden die aus der Berechnung des BAU-Szenarios resultierenden EE-Erzeugungsmengen für 2030 als Zielvorgabe für das langfristige Optimierungsszenario

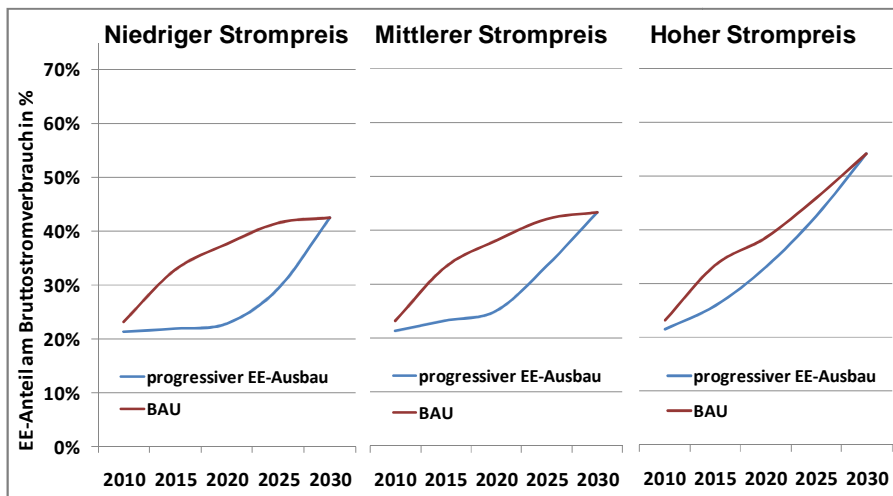
²¹² Für eine Beschreibung der derzeit existierenden Förderrahmenbedingungen in den einzelnen Ländern siehe Abschnitt 4.3

²¹³ Neben den Szenarien mit einem langfristigen EE-Ziel basieren auch die Szenarien mit einem schnellen EE-Zubau auf einer Kostenoptimierung. Im Unterschied zum Szenario mit einem langfristigen EE-Ziel werden beim schnellen Ausbauszenario lediglich Zwischenziele implementiert, welche erreicht werden müssen.

eingespeist. Somit lassen sich Aussagen darüber treffen, welche zusätzlichen Ausbaurkosten durch ein Business-as-usual-Szenario gegenüber einer langfristigen Optimierung entstehen.

In Abbildung 6-17 sind die Entwicklungen der EE-Erzeugung für die einzelnen Szenarien dargestellt. Dabei zeigt sich, dass der EE-Ausbau bei einem niedrigen und mittleren Strompreispfad im BAU-Szenario ähnlich ist. Bei mittlerem Strompreis werden im Maximum rund 30 TWh mehr EE erzeugt als bei einem niedrigen Strompreis. Dieser Zuwachs ist insbesondere auf Bonussysteme zurückzuführen, in welchen durch den höheren Strompreis die Attraktivität einer Investition in EE-Technologien ansteigt. In nationalen Quotensystemen ist der mittlere Strompreis noch nicht ausreichend um einen EE-Ausbau über die Quotenverpflichtung hinaus anzuregen. Daher vermindert der höhere Strompreis lediglich den Zertifikatspreis ohne jedoch die EE-Erzeugungsmenge zu beeinflussen. Im Einspeisevergütungssystem liegen die nationalen Vergütungen auch langfristig über dem Strompreis. Somit steigen nur wenige EE-Anlagen aus der Förderung aus und wechseln in die Direktvermarktung ihres EE-Stroms. Die EE-Erzeugung entwickelt sich bei einem hohen Strompreis bis 2020 noch sehr ähnlich im Vergleich zu den Szenarien mit niedrigeren Strompreisen. Ab 2025 steigt der Strompreis hingegen auf ein Niveau, welches zu einem zusätzlichen EE-Zubau führt. Alle im Rahmen der Modellierung berücksichtigten Fördersysteme können von dem hohen Strompreis profitieren. Der Anteil der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch steigt nochmals um 11 Prozentpunkte auf 54% in 2030 an. Die Kurve des Szenarios „progressiver EE-Ausbaupfad“ steigt aufgrund des höheren vorgegebenen EE-Ziels in 2030 bei einem hohen Strompreis steiler an als bei niedrigeren Strompreisen.

ABBILDUNG 6-17: ENTWICKLUNG DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „BUSINESS-AS-USUAL“

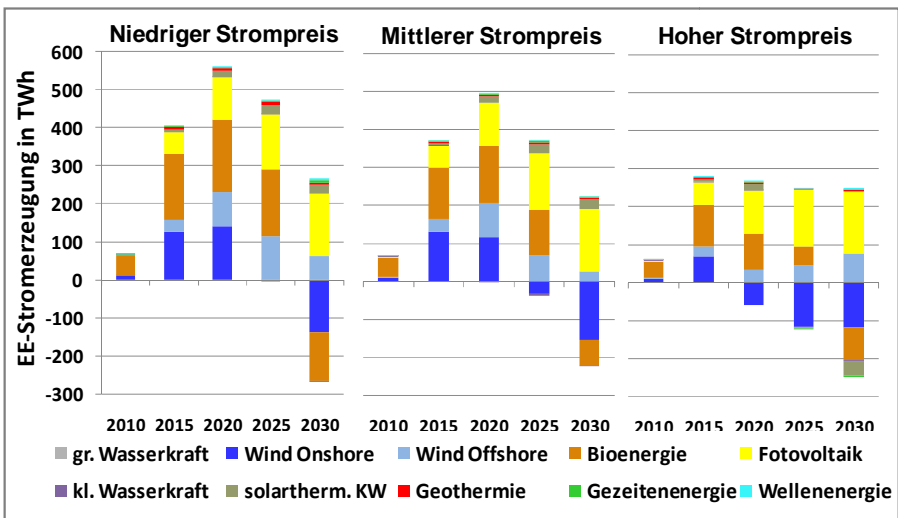


Quelle: Eigene Berechnungen.

Betrachtet man die in Abbildung 6-18 dargestellten Differenzen der EE-Erzeugung unter Berücksichtigung der einzelnen EE-Technologien, so zeigt sich, dass die zusätzliche EE-Erzeugung im BAU-Szenario insbesondere auf Fotovoltaik, Bioenergie und Windenergie basiert. Bei einem langfristig optimalen Zubau wird auf die Erzeugung dieser kostenintensiven Erzeugungsoptionen verzichtet. Im Unterschied zu den Szenarien „Referenz 45% EE“ und „Referenz 65% EE“ bestehen in den hier dargestellten Szenarien auch in 2030 noch deutliche Differenzen des EE-Erzeugungsmixes. Dies ist darauf zurückzuführen, dass hier nicht in beiden Szenarien eine Kostenoptimierung unterstellt ist, sondern im BAU-Szenario die nationalen Förderpolitiken mit den damit verbundenen

Ineffizienzen berücksichtigt wurden. Die Ineffizienzen des BAU-Szenarios gegenüber einer Kostenoptimierung zeigen sich somit auch 2030 noch deutlich.

ABBILDUNG 6-18: DIFFERENZ DER EE-ERZEUGUNG ZWISCHEN SZENARIO „BAU“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „BUSINESS-AS-USUAL“

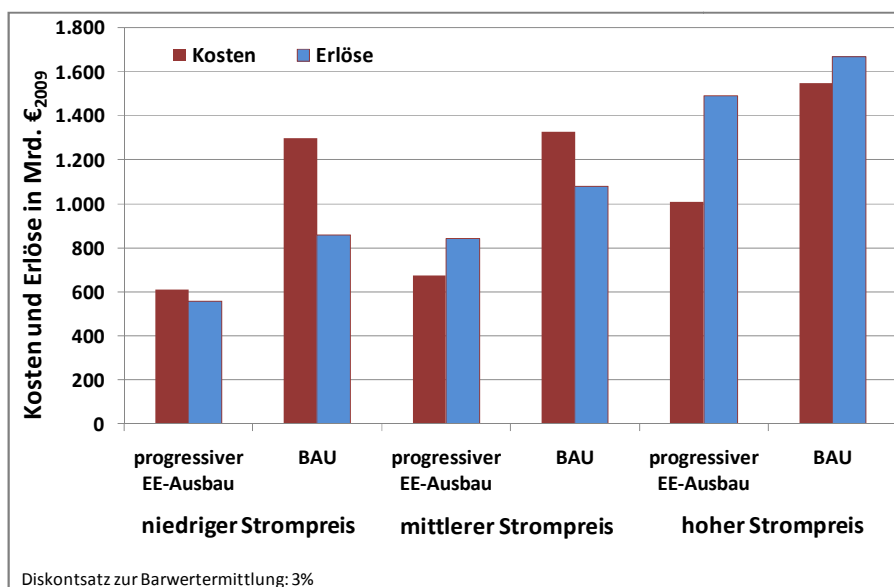


Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei den in Abbildung 6-19 dargestellten Barwerten der EE-Ausbauskosten sowie der damit verbundenen Erlöse auf dem Strommarkt zeigt sich analog zu den bisherigen Analysen, dass die Kosten des BAU-Szenarios deutlich höher im Vergleich zu einem progressiven EE-Ausbaupfad auf Basis langfristiger Optimierung liegen. Dies zeigt die bestehenden Ineffizienzen unkoordinierter nationaler Förderpolitiken auf. Während der Barwert der

Kosten bei einem mittleren Strompreis im Vergleich zum niedrigen Strompreis nur unwesentlich ansteigt, liegen die Kosten bei einem hohen Strompreis deutlich höher, da dort – wie bereits erläutert – ein stärkerer EE-Zubau erfolgt. Die Erlöse entwickeln sich analog zu den bisherigen Analysen und erhöhen sich mit steigendem Strompreis.

ABBILDUNG 6-19: BARWERT DER KOSTEN UND ERLÖSE DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „BUSINESS-AS-USUAL“

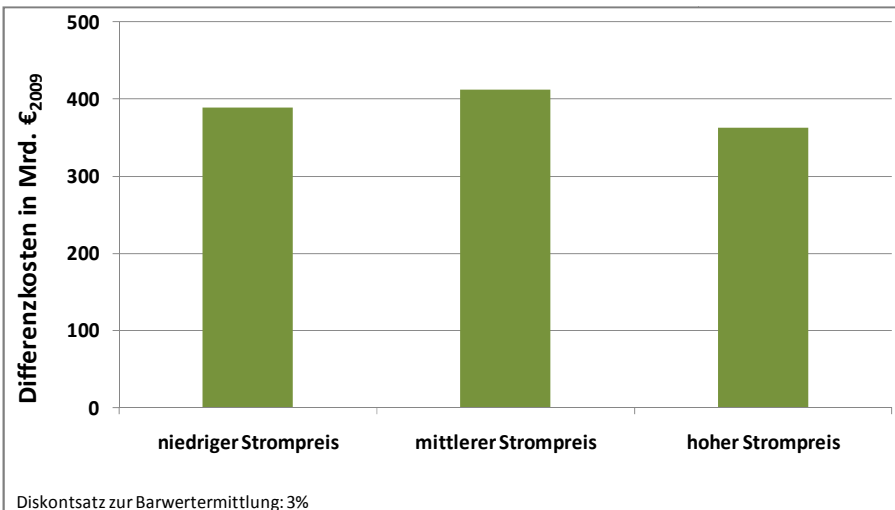


Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Differenzen des Barwerts der Nettokosten (Barwert der Kosten abzüglich Barwert der Erlöse) zwischen dem BAU-Szenario und „progressiver EE-Ausbaupfad“ sind in Abbildung 6-20 dargestellt. Die zusätzlichen Nettokosten im BAU-Szenario gegenüber einer langfristigen Kostenoptimierung

im Szenario „progressiver EE-Ausbaupfad“ liegen je nach Strompreispfad bei 363 bis 412 Mrd. €₂₀₀₉. Insbesondere bei einem niedrigen und mittleren Strompreispfad zeigen sich erhebliche Ineffizienzen durch ein unkoordiniertes Fördern der EE. Bei im Vergleich zum Szenario „Referenz 45% EE“ ähnlichen EE-Erzeugungsmengen liegen die zusätzlichen Nettokosten des EE-Ausbaus im BAU-Szenario deutlich höher. Dies resultiert daraus, dass in den Referenzszenarien die Kostendifferenzen lediglich auf unterschiedlichen Ausbaudynamiken beruhen. Berücksichtigt man jedoch den Zubau entsprechend des BAU-Szenarios, so fließen dort zusätzlich weitere Ineffizienzen durch bspw. eine fehlende Koordination der Förderpolitik sowie mangelnde Anreizsetzung für einen effizienten Zubau ein.

ABBILDUNG 6-20: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „BAU“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „BUSINESS-AS-USUAL“



Quelle: Eigene Berechnungen.

6.6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der in den vorangegangenen Abschnitten erläuterten Szenarienanalysen nochmals zusammengefasst. Wie in Tabelle 6-5 gezeigt wird, liegen die zusätzlichen Nettokosten eines schnellen EE-Ausbaus mit ambitionierten Zwischenzielen (Szenario „degressiver EE-Ausbaupfad“) gegenüber einem langfristig optimalen Zubau ohne Zwischenziele (Szenario „progressiver EE-Ausbaupfad“) bei einem EE-Ziel von 45% mit 10 bis 54 Mrd. €₂₀₀₉ im Vergleich zu Szenarien mit einem EE-Ziel von 65% niedrig. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Szenario mit einem 45%-Ziel der schnellere Zubau auf vergleichsweise kostengünstigen EE-Technologien wie Windenergie und kostengünstiger Bioenergie basiert. Bei einem EE-Ziel von 65% am Bruttostromverbrauch müssen auch deutlich teurere EE-Technologien wie bspw. Fotovoltaik, Geothermie, solarthermische Kraftwerke und kostenintensive Bioenergie zeitnah zugebaut werden. Dieser Zubau ist bei langfristiger Optimierung aufgrund des technologischen Fortschritts deutlich kostengünstiger, was zu deutlich höheren Differenzkosten führt.

Der Einfluss des Strompreises auf die Differenz der Nettokosten zwischen degressivem und progressivem EE-Zubau folgt keinem einheitlichen Trend. Vielmehr ist dieser abhängig von dem unterstellten langfristigen EE-Ziel. Bei einem EE-Ziel von 45% in 2030 erhöhen sich bei mittlerem Strompreis gegenüber einem niedrigen Strompreis die Differenzkosten. Unterstellt man einen hohen Strompreispfad, so vermindern sich die Differenzen der Nettokosten wiederum. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dort die EE-Ziele in 2030 bei einem degressiven EE-Zubau übererfüllt werden. Im Gegensatz zum progressiven EE-Zubaupfad sind bei einem degressiven

EE-Zubaupfad die EE-Technologien in 2030 dann vollständig wettbewerbsfähig. Diese höhere EE-Erzeugung erwirtschaftet höhere Erlöse als sie Kosten verursacht und vermindert somit die Nettokostendifferenz zum langfristig optimalen Zubau. Die Wettbewerbsfähigkeit ist Folge des vergleichsweise schnellen technologischen Fortschritts und tritt daher lediglich bei einem degressiven EE-Ausbau auf. Im Fall eines EE-Ziels von 65% liegen die Differenzen der Nettokosten zwischen einem degressiven und progressiven EE-Zubaupfad bei einem hohen Strompreis im Gegensatz zu den Szenarien mit einem EE-Ziel von 45% höher als bei einem niedrigeren Strompreis. Im Gegensatz zu den Szenarien mit einem EE-Ziel von 45% erfolgt hier keine Übererfüllung der EE-Ziele bei einem hohen Strompreisfad.

TABELLE 6-5: ÜBERBLICK ÜBER DIE DIFFERENZEN DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“

	niedriger Strompreis	mittlerer Strompreis	hoher Strompreis
	Differenz des Barwerts der Nettokosten in Mrd. € ₂₀₀₉		
	EE-Ziel von 45% bis 2030		
Referenzszenario	10	44	27
Sensitivitätsszenario "Potenzial"	33	54	20
Sensitivitätsszenario "technologischer Fortschritt"	21	35	29
EE-Ziel von 65% bis 2030			
Referenzszenario	308	306	327
Sensitivitätsszenario "Potenzial"	186	178	198
Sensitivitätsszenario "technologischer Fortschritt"	330	332	349
Business-as-usual			
Szenario "BAU"	389	412	363

Quelle: Eigene Berechnungen.

Betrachtet man die Sensitivitätsszenarien, so zeigt sich bei einem EE-Ziel von 45% kein einheitlicher Trend. Bei höheren unterstellten EE-Potenzialen liegen die Differenzen der Nettokosten je nach Strompreis teilweise höher oder niedriger im Vergleich zur Referenz. Das gleiche gilt für die Sensitivität mit einem langsameren technologischen Fortschritt. Die Abweichungen zu den Ergebnissen der Referenz liegen bei maximal 23 Mrd. €₂₀₀₉. Im Gegensatz dazu ist bei einem EE-Ziel von 65% ein klarer Trend bei den Sensitivitätsberechnungen zu erkennen. Unter der Annahme höherer EE-Potenziale vermindern sich die Differenzen der Nettokosten zwischen einem degressiven und einem progressiven EE-Ausbaupfad in allen Strompreisvarianten deutlich. Die Abweichungen betragen zwischen 122 und 129 Mrd. €₂₀₀₉. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die höheren Potenziale auch bei einem schnelleren EE-Zubau kostengünsti-

gere Potenziale zur Verfügung stehen. Im Falle eines langsameren technologischen Fortschritts erhöhen sich die Nettokosten eines degressiven EE-Zubaus im Vergleich zur Referenz nochmals um bis zu 26 Mrd. €₂₀₀₉. Ein langsamerer technologischer Fortschritt verteuert die Investitionskosten des EE-Zubaus. Im Falle eines schnelleren EE-Zubaus in Europa werden die Kostensenkungen insbesondere durch diesen europäischen Zubau generiert. Verlangsamt sich der technologische Fortschritt aufgrund eines geringeren weltweiten EE-Zubaus, so wirkt sich dies stärker auf die Kosten eines degressiven EE-Zubaus aus.

Im Rahmen der Analyse des BAU-Szenarios zeigt sich, dass dort die größten Einsparpotenziale durch einen langfristig optimalen EE-Zubau bestehen. Selbst bei einem EE-Anteil von 43% in 2030 im Falle des niedrigen und mittleren Strompreispfads ist der EE-Ausbau im BAU-Szenario um 389 bzw. 412 Mrd. €₂₀₀₉ höher als bei einem langfristig optimalen Zubau. Neben dem schnelleren Zubaupfad liegt die Begründung für diese Ineffizienzen insbesondere in der unkoordinierten EE-Förderpolitik und der damit verbundenen Fehlallokation bzgl. eines kostenoptimalen EE-Zubaus.

7 FAZIT UND AUSBLICK

Die ambitionierten Ausbauziele für EE innerhalb Europas stellen die Gesellschaft vor erhebliche Herausforderungen. Neben Fragen der Integration der EE in das Stromversorgungssystem werden zunehmend Effizienzaspekte der Förderung der EE bedeutsam. Der bisherige Fokus in der politischen und wissenschaftlichen Diskussion lag in der Wahl und der Ausgestaltung geeigneter Fördersysteme für EE sowie damit verbundenen Harmonisierungsaspekten. Diese Fragestellungen sind wichtig und wurden beispielsweise in verschiedenen Projekten mit dem im Rahmen dieser Dissertation entwickelten Modell analysiert. So wurden auf Basis dieses Modells im Rahmen einer Studie²¹⁴ des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) die Effekte einer Harmonisierung der europäischen Förderpolitiken detailliert untersucht. Auf Basis der modellgestützten Analyse konnten Aussagen bzgl. möglicher Effizienzgewinne durch eine Harmonisierung sowie des Zubaupfads der einzelnen EE-Technologien in den jeweiligen Ländern der EU-27 sowie Norwegen und der Schweiz getroffen werden. Dennoch lässt diese Betrachtungsweise wesentliche Aspekte einer effizienten Förderung unberücksichtigt. Im Rahmen des Anwendungsteils dieser Arbeit konnte gezeigt werden, dass auch die Wahl der Dynamik, mit der die Stromerzeugung EE ausgebaut wird, von erheblicher Bedeutung für die Effizienz der Förderung ist.

So liegen die Nettokosten des EE-Ausbaus (Vollkosten der EE abzgl. der Strommarkterlöse durch den Verkauf des EE-Stroms) unter Annahme eines identischen, langfristigen EE-Ausbauziels, bei einem degressiven EE-

²¹⁴ Vgl. EWI (2010).

Zubau mit ambitionierten Zwischenzielen, stets höher als bei einem progressiven EE-Ausbaupfad auf Basis einer langfristigen Optimierung. Dieses Ergebnis ergibt sich unter der Annahme, dass die Kosten der EE mit zunehmender Marktpenetration sinken werden und der EE-Ausbau außerhalb Europas unbeeinflusst vom europäischen EE-Ausbau erfolgt. Die Kostenreduktion der EE in Abhängigkeit von der zugebauten EE-Menge wird dabei im Rahmen dieser Arbeit jeweils durch Modellrechnungen bestimmt. Unter der Berücksichtigung dieses Erfahrungskurvenkonzepts ist ein degressiver EE-Ausbau in Europa auch mit einer schnelleren Degression der Investitionskosten verbunden. Diese im Vergleich zum langfristig optimalen EE-Ausbaupfad schnellere Kostendegression wird jedoch „erkauft“ durch anfänglich höhere Investitionskosten in Europa. Bei einem langfristig optimalen EE-Zubaupfad würde der Zubau möglichst spät erfolgen, wenn die Investitionskosten bereits wegen des außereuropäischen Zubaus gesunken sind. Somit profitieren insbesondere die Investoren außerhalb Europas von einem möglichst schnellen europäischen Zubau.

Die Ergebnisse zeigen außerdem, wie sich die Höhe des Kostenvorteils eines langfristig optimalen EE-Ausbaupfads durch die Variation verschiedener zentraler Parameter verändert. Während die kumulierten Differenzkosten zwischen einem degressiven und progressiven EE-Ausbaupfad bei einem langfristigen EE-Ziel von 45% am europäischen Bruttostromverbrauch in 2030 bei 10 bis 54 Mrd. €₂₀₀₉ liegen, steigen diese bei einem langfristigen EE-Ziel von 65% auf mehr als 300 Mrd. €₂₀₀₉ an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei einem zunehmend ehrgeizigen Ziel vermehrt EE-Technologien zugebaut werden müssen, von welchen noch ein deutliches Kostensenkungspotenzial erwartet wird. Somit wird die sinnvolle Definition von Zwischenzielen (und deren Vorgabe durch die Politik) mit steigenden Zielen immer wichtiger.

Die höchsten Kostendifferenzen und somit Ineffizienzen zeigen sich bei einem Vergleich des „Business-as-usual“-Szenarios mit einem langfristig optimalen EE-Zubaupfad. Im Unterschied zu den vorherigen Szenarien fließen hier, neben dem Effekt der Zubaudynamik, zusätzlich die Ineffizienzen einer fehlenden europäischen Förderharmonisierung mit ein. Würden die derzeitigen Förderpolitiken fortgeschrieben, so würde dies, trotz eines vergleichsweise moderaten EE-Zubaus von 43 bzw. 54% in 2030, zu zusätzlichen kumulierten Kosten von knapp 400 Mrd. €₂₀₀₉ führen. Damit konnte quantifiziert werden, wie wichtig die gesamteuropäische Perspektive beim Ausbau Erneuerbarer Energien ist.

Die erläuterten Ergebnisse zeigen, dass sich durch eine effiziente Wahl der Ausbaudynamik die Kosten des europäischen Zubaus von Erneuerbaren Energien, je nach Entwicklung der Rahmenbedingungen, erheblich vermindern lassen. Aktuelles empirisches Beispiel für diese These ist der enorme Ausbau der Fotovoltaik in Deutschland. Diese Technologie ist derzeit noch vergleichsweise kostenintensiv. Insbesondere der starke Zubau der vergangenen Jahre in Deutschland hat dazu geführt, dass weltweit kontinuierlich mehr Produktionskapazitäten für Fotovoltaik aufgebaut und somit die spezifischen Anlagenkosten gesenkt wurden. Während die deutschen Stromverbraucher die noch vergleichsweise hohen Investitionskosten des massiven Zubaus in Deutschland zu tragen haben, profitieren davon insbesondere diejenigen Länder, welche den Zubau der Fotovoltaik in ihrem Land erst dann vornehmen, wenn die Kosten dieser Technologie gegenüber alternativen EE-Technologien wettbewerbsfähig sind.

Die Ergebnisse basieren auf dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten dynamischen, intertemporalen und interregionalen Optimierungsmodell LORELEI, welches mögliche Entwicklungen der Erneuerbaren Energien im europäischen Strommarkt unter definierten Rahmenbedingungen abbildet.

Aufgrund der hohen regionalen und technologischen Auflösung ist das Modell in der Lage, Aussagen bzgl. der Auswirkungen unterschiedlicher politischer Rahmenbedingungen (EE-Ausbauziele, Förderinstrumente) auf die Zubauentwicklung und die Kosten des EE-Ausbaus in den einzelnen europäischen Ländern zu treffen.

Ein solch komplexes Modell mit der erläuterten hohen regionalen und technologischen Auflösung bedarf einer detaillierten Datenbasis. Neben der Entwicklung des dargestellten LORELEI-Modells ist der Aufbau der dazu erforderlichen Datengrundlage wesentlicher Bestandteil dieser Arbeit. Die für diese Arbeit wesentlichsten Eingangsdaten wurden dabei in der Arbeit erläutert. Es wurden jedoch darüber hinaus noch weitere Inputdaten recherchiert, deren Präsentation aufgrund der Vielzahl der hinterlegten Daten nicht im Rahmen dieser Arbeit erfolgen konnte. Grundsätzlich versuchen Modelle, die Realität hinsichtlich der relevanten Aspekte möglichst genau abzubilden. Andererseits ist es jedoch auch Ziel und Aufgabe eines Modells, vereinfachende Annahmen zu treffen und die Realität zu abstrahieren. So wird im Rahmen des LORELEI-Modells von vollständiger Voraussicht der beteiligten Akteure ausgegangen.²¹⁵

Als weiteren Forschungsbedarf lässt sich die Rückkopplung eines unterschiedlichen EE-Ausbaus auf den konventionellen Strommarkt benennen. In der Realität beeinflusst der Ausbau der EE die Investitions- und Einsatzentscheidungen der konventionellen Kraftwerksbetreiber. Dieser Effekt übersetzt sich in einen steigenden oder sinkenden Strompreis auf dem

²¹⁵ Alternative Modellierungsansätze wie bspw. die agentenbasierte Modellierung versuchen, heterogenes und voneinander abhängiges Verhalten der Individuen abzubilden. Aufgrund der Komplexität der Abbildung einzelner Agenten müssen bei einem solchen Modellansatz bei anderen Aspekten zusätzliche Vereinfachungen getroffen werden.

Großhandelsmarkt, welcher wiederum den Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien beeinflusst. Das vorliegende Modell kann grundsätzlich dazu verwendet werden, um diese Effekte in iterativen Rechnungen abzubilden. Für die Ergebnisse der im Rahmen dieser Arbeit analysierten Fragestellung sind jedoch keine wesentlichen Änderungen zu erwarten. Um die gegenseitigen Abhängigkeiten des EE-Markts und des konventionellen Strommarkts zu berücksichtigen, kann neben einer iterativen Modellkopplung auch ein integriertes Modell des konventionellen Strommarkts sowie der EE dienen.

8 LITERATURVERZEICHNIS

Alpha ventus (o.V. 2009): Wetterbedingungen verzögern Bauarbeiten auf See. Pressemitteilung vom 04. September 2008. Zugriff am 10. Mai 2009 über <http://www.alpha-ventus.de>.

Amprion (2010): Windenergieeinspeisung, Photovoltaikeinspeisung. Zugriff am 22. Juni 2010 über <http://www.amprion.net/netzkennzahlen>.

Amtsblatt der Europäischen Union (2007): Vertrag von Lissabon zur Änderung des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft (2007/C 306/01).

Amundsen, E.S. et al. (2005): Integrated Tradable Green Certificate Markets Functioning and Compatibility. Working Paper No. 03/05, Bergen.

Angerer, P. / Doujak, E. / Matthias, H.B. (2001): A contribution to ecological- economical aspects of hydro power plants in: Honningsvåg, B./ Midtømme, G.H./ Repp, K./ Vaskin, K.(Hrsg.): Hydropower in the New Millenium. Lisse, Niederlande Swets & Zeitlinger B.V. 2001, S. 289 ff.

Betreiber-Datenbasis (2008): WEA-Standortdaten Deutschland. Zugriff am 16. Juli 2008 über <http://www.btrdb.de>.

BERR Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (2008): Atlas of UK Marine Renewable Energy Resources. Southampton.

Betz, A. (1994): Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen. Staufen 1994 (unveränderter Nachdruck).

BINE Informationsdienst (2004): Seaflow – Strom aus Meeresströmungen. Projektinfo 04/04. Zugriff am 18. August 2009 über <http://www.bine.info>.

Blanco, M.I. (2009): The Economics of Wind Energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol. 13 Jg. 2009, S. 1372–1382.

BMU (2007a): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Berlin.

BMU (2007b): Tiefe Geothermie in Deutschland. 1. Auflage. Berlin.

BMU (2009): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Stand: Juni 2009.

BMU (2010): Rechtsquellen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien („RES LEGAL“). Internetplattform des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Zugriff am 22. Juni 2010 über <http://www.res-legal.de>.

BMWA (2004): Zur Förderung erneuerbarer Energien. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Köln.

Bräuer, W. und Kühn, I. (2000): Review of the Size and Value of a Tradable Green Certificate (TGCel) Market in an Internal European Electricity Market. Paper within the RECerT project (The European Renewable Electricity Certificate Trading Project) for the European Commission. Mannheim.

Bremer Landesbank (2007): Kostensituation bei der Projektfinanzierung von Windenergieanlagen. Vortrag im Rahmen der BWE-Fachtagung Windenergie in Deutschland - Beitrag zu Klimaschutz und Versorgungssicherheit. 11. September 2007.

Bundesgesetzblatt (2006): Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. Dezember 2006. Jahrgang 2006, Teil 1, Nr. 59. Bonn.

Bundesnetzagentur (2010): Bundesnetzagentur erwartet für das erste Halbjahr 2010 einen Zubau an Solaranlagen von über drei Gigawatt. In: Bundesnetzagentur Pressemitteilung vom 27. Juli 2010. Bonn.

BWE (2009): Windparkeffekt. In: Bundesverband Windenergie (BWE). Zugriff am 19. Juni 2009 über <http://www.wind-energie.de>.

Bush, P.-O. (2003): Die Diffusion von Einspeisevergütungen und Quotenmodellen: Konkurrenz der Modelle in Europa. Studie im Auftrag der Volkswagen-Stiftung im Rahmen des Projektes "Die Diffusion umweltpolitischer Innovationen als Aspekt der Globalisierung von Umweltpolitik", Berlin.

Butler, L./Neuhoff, K. (2004): Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development. CMI Cambridge Working Paper 70.

Carbon Trust (2006): Future Marine Energy. Results of the Marine Energy Challenge: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy. UK.

Clifton, J. /Boruff, B.J. (2010): Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia. Energy Policy Vol. 38 Jg. 2010, S. 5272-5280.

Consentec/r2b energy consulting (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Aachen/Köln.

Cory, K. et al. (2009): Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions. Study prepared by National Renewable Energy Laboratory. Colorado.

CRES Centre for Renewable Energy Sources (2002): Wave energy Utilization in Europe - Current Status and Perspectives. Greece.

Czisch, G. (2002): Seebodenprofile in ausgewählten Gebieten in und um Europa. Daten basierend auf einer Datenbank des US Department of Commerce. In: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET). Zugriff am 18. Juni 2008 über <http://www.iset.uni-kassel.de>.

Dalton, G.J. et al. (2010): Case study feasibility analysis of the Pelamis wave energy convertor in Ireland, Portugal and North America. Renewable Energy Vol. 35 Jg. 2010, S. 443-455.

Daniels, B.W./Uyterlinde, M.A. (2005): ADMIRE-REBUS: modeling the European market for renewable electricity. Energy 30 (14).

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum (2007): Nicht veröffentlichte Daten, welche dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) von dem DBFZ zur Verfügung gestellt wurden, Stand: Dezember 2007.

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum (2008): Potenziale und Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse in der Europäischen Union. Unveröffentlichter Bericht. Leipzig.

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum (2009): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht „Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008“. Leipzig.

Del Cueto, J.A. (2002): Comparison of energy production and performance from flat-plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt. Proceeding of the 29th IEEE PV specialists conference, New Orleans, USA; 20–24 May 2002.

Del Rio, P. (2005): A European-wide harmonised tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial? Energy Policy 33 (2005), pp. 1239–1250.

Deutsche Bundesbank (2011): Zeitreihe SU0202: Zinssatz der EZB für Hauptrefinanzierungsgeschäfte / Stand am Monatsende. Zugriff am 20. Juni 2011 über http://www.bundesbank.de/statistik/statistik_zeitreihen.php?lang=de&open=zinsen&func=row&tr=SU0202.

Deutsche WindGuard (2007): Kostensituation der Windenergienutzung an Land. Vortrag im Rahmen der Konferenz der Koordinierungsstelle Windenergie auf der Fachmesse Husum Wind. 20. September 2007.

DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln.

DLR (2005): MED-CSP: Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Final Report commissioned by Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. Stuttgart.

Drillisch, J. (2001): Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung. Ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten. München 2001.

Durstewitz, M. et al. (2006): +15 Years Practical Experiences with Wind Power in Germany. Paper for the European Wind Energy Conference. Athen.

ECN (2010): Renewable Energy – Projects ADMIRE REBUS – Model. Zugriff am 13. Juli 2010 über <http://www.ecn.nl/units/ps/themes/renewable-energy/projects/admire-rebus/model/>.

EEA European Environment Agency (2009): Europe's onshore and offshore wind energy potential - An assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report No 6/2009. Copenhagen.

EnBW Transportnetze AG (2010): Windeinspeisung, Photovoltaikein-speisung. Zugriff am 22. Juni 2010 über <http://www.enbw-transportnetze.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/>.

Energy Watch Group (2008): Renewable Energy Outlook 2030: Energy Watch Group Global Renewable Energy Scenarios. Berlin.

EREC/Greenpeace (2010): Energy Revolution - a sustainable world energy outlook.

Ernst & Young (2007): Impact of banding the Renewables Obligation – Costs of electricity production. Study for the British Department of Trade & Industry.

ESHA European Small Hydro Power Association (2003): State of the Art of Small Hydropower in EU – 25. Brüssel.

ESHA European Small Hydro Power Association (2004a): Small Hydropower Situation in the New EU Member States and Candidate Countries. Report Prepared by the Marketing Working Group of the Thematic Network of Small Hydropower (TNSHP).

ESHA European Small Hydro Power Association (2004b): State of the Art of SHP in EU-25

ESHA European Small Hydro Power Association (2005): Report on small Hydropower Statistics. General Overview of the Last Decade (1990-2001). Brüssel.

Eurelectric (2009): Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-2000, 2004, 2005, 2006, 2010-2030). EURPROG 2008, 36th edition. April 2009. Brüssel.

Europäische Kommission (1998): Entwurf einer Direktive „On access of electricity from renewable energy sources to the internal market in electricity“. Brüssel.

Europäische Kommission (2001): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Brüssel.

Europäische Kommission (2008a): Landwirtschaft: GAP-Gesundheitscheck hilft Landwirten, neue Herausforderungen zu bewältigen. Presseinformation IP/08/1749 vom 20. November 2008. Brüssel.

Europäische Kommission (2008b): European Energy and Transport, Trends to 2030 - Update 2007. Brüssel.

Europäische Kommission (2009a): Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. Brüssel.

Europäische Kommission (2009b): The Renewable Energy Progress Report. COM(2009) 192 final. Brüssel.

Europäische Kommission (2010a): The promotion of electricity from renewable energy sources. In: EU Commission Energy. Zugriff am 05. Juli 2010 über http://ec.europa.eu/energy/renewables/electricity/electricity_en.htm.

Europäische Kommission (2010b): Renewable Energy Snapshots 2010. Report EUR 24440 EN. Juni 2010. Ispra.

Europäische Union (2007): Vertrag von Lissabon zur Änderung des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, unterzeichnet in Lissabon am 13. Dezember 2007.

EUROSTAT (2008): Energy – Yearly Statistics 2006. In: EUROSTAT. Zugriff am 08. Juli 2009 über <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.

EUROSTAT (2009a): Energiestatistik – Heizgradtage: Heizgradtage – Jährliche Daten. In: EUROSTAT. Zugriff am 07. Juli 2009 über <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.

EUROSTAT (2009b): Energiestatistik – Preise: Gas – Industrieabnehmer – halbjährliche Preise. In: EUROSTAT. Zugriff am 07. Juli 2009 über <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.

EUROSTAT (2009c): Energiestatistik – Preise: Elektrizität – Haushaltabnehmer – halbjährliche Preise ab 2007. In: EUROSTAT. Zugriff am 07. Juli 2009 über <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.

EUROSTAT (2009d): Energiestatistik – Preise: Elektrizität – Industrieabnehmer – halbjährliche Preise ab 2007. In: EUROSTAT. Zugriff am 07. Juli 2009 über <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.

EuroWind (2008): Nicht veröffentlichte Daten, welche dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) von der EuroWind GmbH zur Verfügung gestellt wurden. Stand: Mai 2008.

EWEA European Wind Energy Association (2009): The Economics of Wind Energy. Krohn, S. (Hrsg.).

EWEA European Wind Energy Association (2010a): Wind in Power – 2009 European Statistics. February 2010.

EWEA European Wind Energy Association (2010b): List of Operational Offshore Wind Farms end 2009. Zugriff am 13. Juli 2010 über <http://www.ewea.org>.

EWI (2006): Necessity for and Design of an Efficient and Sustainable Promotion System for Renewable Energies in Europe. Unpublished Expert Report commissioned by E.ON AG. Cologne.

EWI (2010): European RES-E Policy Analysis. A model based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market. Final Report.

Finon, D. /Menanteau, P. (2008): The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion of Renewables. Energy Studies Review, Vol.12, Issue 1 Jg. 2008, Article 3.

Franken, M. et al. (2004): Windstrom in Seenot, Zeitungsartikel der Wochenzeitung „Die Zeit“ vom 17.06.2004.

Fraunhofer ISI/EEG (2005): Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States. Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Gutschner, M. et al. (2002): Potential for Building Integrated Photovoltaics. Report IEA – PVPS T7-4 (2002). Ursen.

GWEC Global Wind Energy Council/Greenpeace (2008): Global Wind Energy Outlook 2008. Brüssel.

Häder, M. (2005): Einspeisevergütungen vs. Quoten-/Zertifikatsysteme – eine ökonomische Analyse der nationalen Systeme zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung in der Europäischen Union. Bochum.

Henderson, B.D. (1984): Die Erfahrungskurve in der Unternehmenspolitik. 2. überarb. Aufl. Frankfurt am Main/New York 1984.

HIRLAM (2009): High Resolution Limited Area Model. In: Hig Resolution Limited Area Model (HIRLAM). Zugriff am 20. Juni 2009 über <http://hirlam.org>.

Holzer, V.L. (2006): Erneuerbare Energien im Binnenmarkt: Nationale Fördersysteme oder Europäische Harmonisierung? Diskussionsbeitrag Nr. 86 der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät der Universität Potsdam.

Horlacher, H.-B. (2003): Globale Potenziale der Wasserkraft. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit". Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Berlin.

Hoster, F. (1996): Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft – Ein Ansatz zur Analyse ordnungs- und umweltpolitischer Instrumente in der Elektrizitätswirtschaft. R. Oldenbourg Verlag. München.

Huber, C. et al. (2004): Green-X – Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market. Final Report of the Project Green-X. Research project within the 5th Framework Programme of the European Commission, DG Research. Vienna.

IEA International Energy Agency (2000): Experience Curves for Energy Technology. Paris.

IEA International Energy Agency (2009): World Energy Outlook 2009. Paris.

IEA International Energy Agency (2010): Technology Roadmap – Solar photovoltaic energy. Paris.

Iyer, A.S. et al. (2010): Developing Methodologies for Quantifying the Impact of Tidal Current Energy Variability. Conference Paper, 3rd International Conference on Ocean Energy. 6 October. Bilbao.

Jamasb, T. (2007): Technical Change Theory and Learning Curves: Patterns of Progress in Electricity Generation Technologies. The Energy Journal, Vol. 28, No. 3.

Jansen, J.C. / Uyterlinde, M.A. (2004): A fragmented market on the way to harmonisation? EU policy-making on renewable energy promotion, in: Energy for Sustainable Development, Vol. VIII No. 1, March 2004, S. 93–107.

Joint Research Centre (2008): Interactive maps and animations - Solar electricity utility. Zugriff am 26. Oktober 2010 über http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/PVcalchelp_de.html.

Kahouli-Brahmi, S. (2008): Technological learning in energy-environmental-economy modelling: A survey. Energy Policy Vol. 36 Jg. 2008, S. 138-162.

Kaltschmitt, M. et al. (2006): Erneuerbare Energien. System-technik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 4. Auflage. Berlin.

Karytsas, C. et al. (2006): Efficient low Temperature Geothermal Binary Power. LOW-Bin Project. Project Supported by DG TREN. Vortrag im Rahmen der Engine-Launching Conference. Orléans.

Klein, A. et al. (2008): Evaluation of different feed-in tariff design options –Best practice paper for the International Feed-In Cooperation, research project funded by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), 2nd edition, update by October 2008.

Klessmann, C. et al. (2008): Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks. A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. Energy Policy Vol 36 Jg. 2008, S. 3646-3661.

KPMG/WWV (2007): Offshore-Windparks in Europa – Marktstudie. Studie im Auftrag des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e.V. In: KPMG. Zugriff am 20. September 2008 über <http://www.ewea.org>.

Langniß, O. et al. (2007): Die Förderung der Erneuerbaren Energien als Regulierungsaufgabe. Forschungsbericht, Stuttgart/Berlin.

Lienert, M. /Wissen, R. (2006): Bewertung von Fördersystemen für erneuerbare Energien: Eine kritische Analyse der aktuell geführten Diskussion. Zeitschrift für Energiewirtschaft 30/2, S. 133–140.

Lund University (2006): Cost development – an analysis based on experience curves. NEEDS project (New Energy Externalities Developments for Sustainability). Report prepared for the European Commission.

Madlener, R. /Stagl, S. (2000): Promoting Renewable Electricity Generation through Guaranteed Feed-in Tariffs vs. Tradable Certificates. An Ecological Economics Perspective. Paper for the 3rd Biennial Conference of the European Society for Ecological Economics. Vienna/Austria, 3 – 6.

Madlener, R. et al. (2008): Promoting Renewable Electricity Generation in Imperfect Markets: Price vs. Quantity Policies. FCN Working Paper No. 1/2008, Aachen.

Marine Institute/Sustainable Energy Ireland (2005): Accessible Wave Energy Resource Atlas: Ireland: 2005. Dublin.

MEPS International LTD (2009): World Carbon Steel Prices. In: Management Engineering & Production Services (MEPS). Zugriff am 19. Juni 2009 über <http://www.meps.co.uk>.

Meteotest (2009): Meteorologische Datenbank Meteonorm. Version 6.0.1.8. <http://www.meteonorm.com>.

Metoc (2007): Tidal Power in the UK - Research Report 1 - UK tidal resource assessment: An evidence-based report by Metoc for the Sustainable Development Commission. UK.

Ministero dello Sviluppo Economico (2008): Decreto Rinnovabili. DM 18/12/2008.

Mohring, H.-D. et al. (2009): Status – PV Dünnschicht. Vortrag im Rahmen der 7. Österreichischen Photovoltaik Fachtagung am 17./18. Juni in Wien.

Murray, R.D. (2004): Economic Wave Energy Resource Assessment Methodology & European Assessment. Glasgow.

Myslil et al. (2005): Geothermal Energy Potential of Czech Republic. In: Proceedings World Geothermal Congress 2005. Antalya.

Neij, L. et al. (2003): Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment (EXTOOL). Research project funded in part by the European Commission within the Fifth Framework: Energy, Environment and Sustainable Development. Lund.

Nesterov, Y/ Nemirovskii, A. (2001): Interior-Point Polynomial Algorithms in Convex Programming. Third printing. Philadelphia.

Neubarth, J. et al. (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. In: „et“, 56. Jg. Heft 7, 2006.

Nielsen, L./ Jeppesen, T. (2003): Tradable Green Certificates in selected European countries – overview and assessment. In: Energy Policy Vol. 31 Jg. 2003.

Observ'ER (2009): The State of Renewable Energies in Europe. 9th EurObserv'ER Report.

Observ'ER (2010): EurObserv'ER barometers. In: Observ'ER. Zugriff am 13. Juli 2010 über <http://www.eurobserv-er.org>.

OECD/IEA (2010): Renewable Energy Essentials: Geothermal. In: International Energy Agency (IEA). Zugriff am 25.10.2010 über http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2282

OPSI Office of Public Sector Information (2009): The Renewables Obligation Order 2009. No. 785. UK.

O Rourke, F. et al. (2010): Tidal energy update 2009. Applied Energy 87 (2010) S. 398–409.

Papineau, M. (2006): An economic perspective on experience curves and dynamic economies in renewable energy technologies. Energy Policy Vol. 34 Jg. 2006, S. 422–432.

Pelamis Wave Power Ltd. (2009): Aguçadoura. Zugriff am 08. Juli 2009 über <http://www.pelamiswave.com>.

Pelamis Wave Power Ltd. (2010): P-750 Wave Energy Converter. Broschüre. In: Pelamis Wave Power Ltd. Zugriff am 17.08.2010 über <http://www.pelamiswave.com>.

Photon Europe (2010): Weltweite Solarzellenproduktion von 1999 bis 2009. In: Photon Europe. Zugriff am 16. Juli 2010 über <http://www.photon.de>.

PIER (2007): Summary of PIER-Funded Wave Energy Research. California Energy Commission. PIER Programm. CEC-500-2007-08.

Pflüger, A. et al. (2005): Market Stimulation of Renewable Electricity in the EU – What Degree of Harmonisation of Support Mechanisms is Required? CEPS Task Force Report No. 56. Brussels.

Ragwitz, M. et al. (2005): FORRES 2020: Analysis of the Renewable Energy Sources' Evolution up to 2020. Project supported by the European Commission. Karlsruhe.

Ragwitz, M. et al. (2007): Assessment and Optimization of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market (OPTRES). Project supported by the European Commission. Karlsruhe.

Rat der Europäischen Union (2007): Schlussfolgerungen des Vorsitzes des Europäischen Rates (Tagung vom 8./9. März 2007 in Brüssel), 7224/1/07 REV 1.

r2b energy consulting/Consentec (2010): Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Köln/Aachen.

Rentz, O. et al. (2001): Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt. Förderprojekt des Landes Baden-Württemberg.

Rosen, J. (2007): The future role of renewable energy sources in European electricity supply- A model-based analysis for the EU-15. Dissertation. Karlsruhe.

Sabel, H./ Weiser, C. (2008): Dynamik im Marketing: Umfeld – Strategie – Struktur – Kultur. 4. Auflage. Wiesbaden: Gabler Verlag.

Schaeffer, G.J. et al. (1999): The Implications of Tradable Green Certificates for the Deployment of Renewable Electricity. Mid-Term Report. Petten, The Netherlands.

Schaeffer, G.J. et al. (2000): Options for Design of Tradable Green Certificate Systems. Report ECN-C--00-032. Petten, The Netherlands.

Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006. Gutachten des Fraunhofer Instituts für System und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Solar Millenium AG (2009): Referenzen am Weltmarkt. Die Andasol-Kraftwerke. In: Solar Millenium. Zugriff am 22. Juli 2009 über <http://www.solarmillenium.de>.

Söderholm, P. (2008): Harmonization of renewable electricity feed-in laws. A comment. Energy Policy Vol. 36 Jg. 2008, S. 946-953.

Staffhorst, M. (2006): The Way to Competitiveness of PV – An Experience Curve and Break-Even Analysis. Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET). Kassel.

Statistisches Bundesamt Deutschland (2009): Flächennutzung. Siedlungsfläche nach wirtschaftlichen Aktivitäten in km². In: Statistisches Bundesamt. Zugriff am 22. Juli 2009 über <http://www.destatis.de>.

Sustainable Energy Ireland (2006): Tidal & Current Energy Resources in Ireland. Dublin.

SVG (2009): Stimulierte Geothermische Systeme - Laufende Pilotprojekte. In: Schweizerische Vereinigung für Geothermie (SVG). Zugriff am 22. Juli 2009 über <http://www.geothermie.ch>.

Tennet (2010): Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung, Tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung. Zugriff am 20. Juni 2010 über http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Uebersicht/index.htm.

Tichler, R. (2005): Volkswirtschaftliche Aspekte der Nutzung von Kleinwasserkraft in Österreich. Diskussionspapier Nr. 20. In: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Zugriff am 19. Februar 2008 über <http://www.energieinstitut-linz.at>.

Toke, D. (2005): Are green electricity certificates the way forward for renewable energy? An evaluation of the UK's Renewables Obligation in the context of international comparisons. Journal of Environment and Planning C: Government and Policy Vol. 23 J6. 2005, S. 361-374.

Vallentin, D. /Viebahn, P. (2010): Economic opportunities resulting from a global deployment of concentrated solar power (CSP)

technologies. The example of German technology providers. *Energy Policy* 38 (2010), pp. 4467-4478.

WBGU (2003): Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit". Institut für Energetik und Umwelt in Leipzig. Heidelberg.

Weitzmann, M.L. (1974): Prices vs. quantities. *Review of Economic Studies* 41, pp. 447-491.

Williges, K. et al. (2010): Making concentrated solar power competitive with coal. The costs of a European feed-in tariff. *Energy Policy* Vol. 38 Jg. 2010, S. 3089-3097.

Wissen, R./Nicolosi, M. (2008): Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58. Jg. (2008) Heft 1/2.

Wright, T.P. (1936): Factors Affecting the Cost of Airplane. *Journal of Aeronautical Sciences*, Vol. 3 Jg. 1936.

Wyser, R. et al. (2002): Renewable Energy Policy Options for China: A Comparison of Renewable Portfolio Standards, Feed-in Tariffs, and Tendering Policies. Study for Center for Renewable Energy Development, Energy Research Institute, State Development Planning Commission.

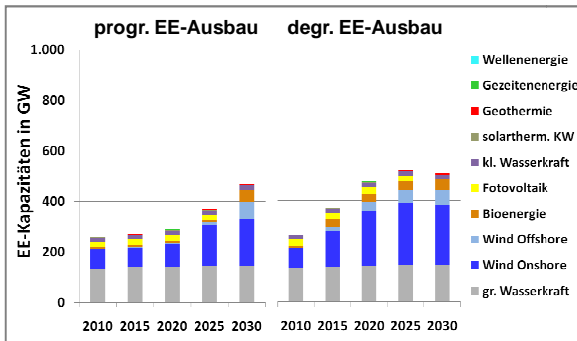
ZSW et al. (2007): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.

50hertz (2010): Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung.
Zugriff am 20. Juni 2010 über <http://www.50hertz-transmission.net/de/167.htm>.

9 ANHANG

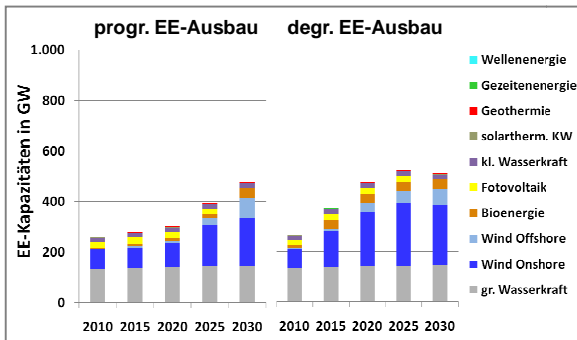
9.1 Ergebnisse Szenario „Referenz 45% EE“

ABBILDUNG 9-1: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „REFERENZ 45% EE“ BEI NIEDRIGEM STROMPREIS



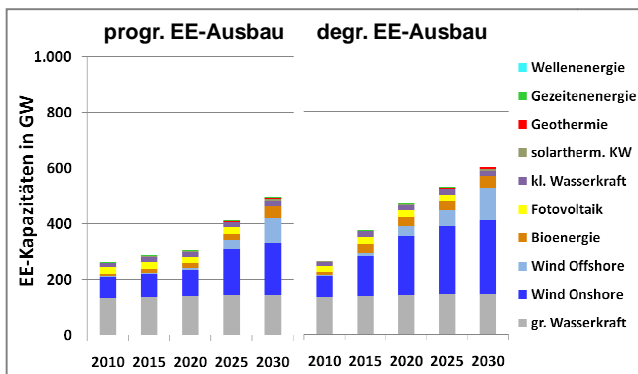
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-2: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „REFERENZ 45% EE“ BEI MITTLEREM STROMPREIS



Quelle: Eigene Berechnungen.

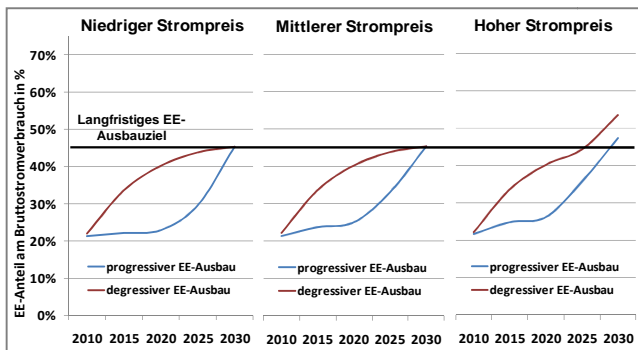
ABBILDUNG 9-3: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „REFERENZ 45% EE“ BEI HOHEM STROMPREIS



Quelle: Eigene Berechnungen.

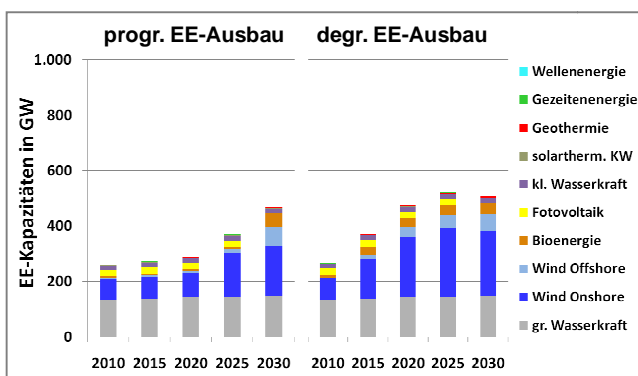
9.2 Ergebnisse Szenario „Sensitivität Potenzial 45% EE“

ABBILDUNG 9-4: ENTWICKLUNG DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 45% EE“



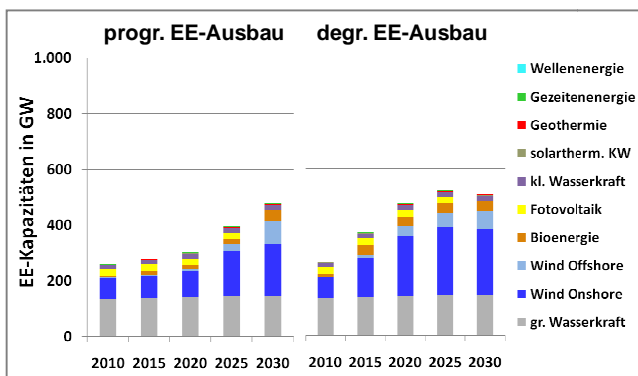
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-5: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 45% EE“ BEI NIEDRIGEM STROMPREIS



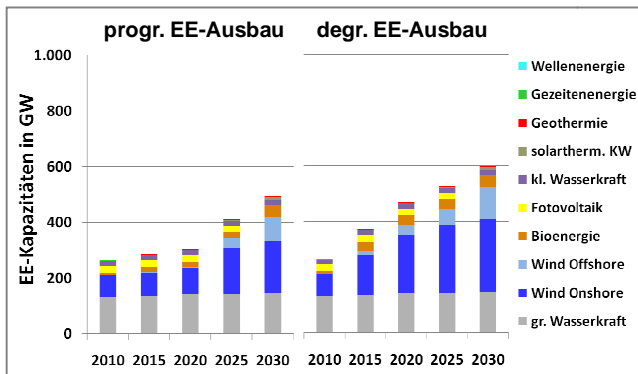
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-6: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 45% EE“ BEI MITTLEREM STROMPREIS



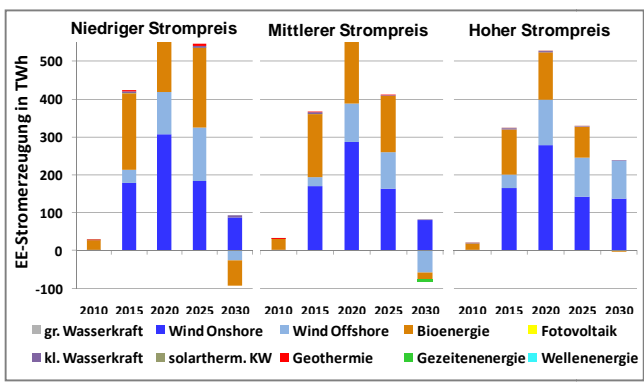
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-7: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENA-RIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 45% EE“ BEI HOHEM STROMPREIS



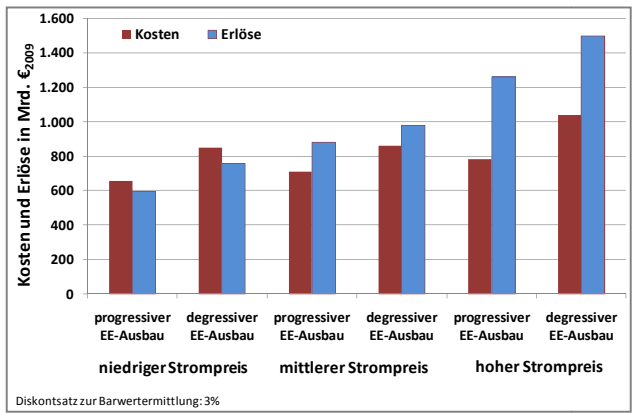
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-8: DIFFERENZ DER EE-ERZEUGUNG ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 45% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

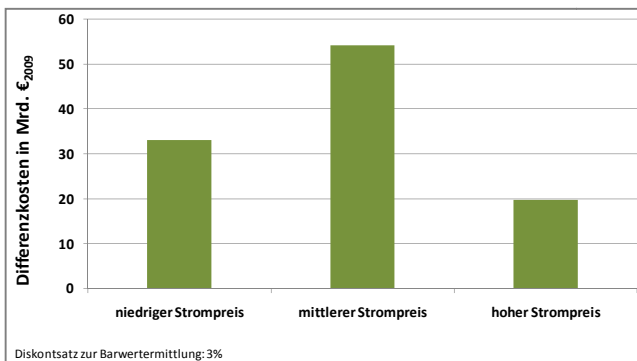
ABBILDUNG 9-9: BARWERT DER KOSTEN UND ERLÖSE DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 45% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-10: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-

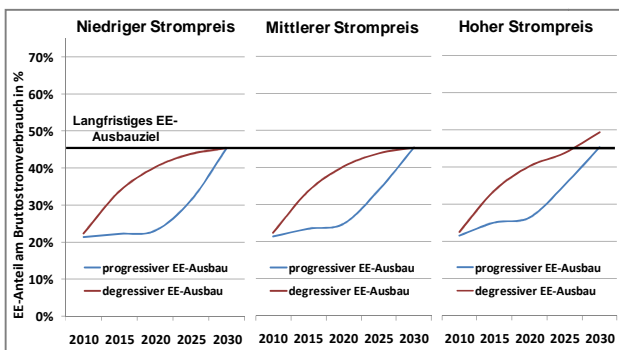
AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 45% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

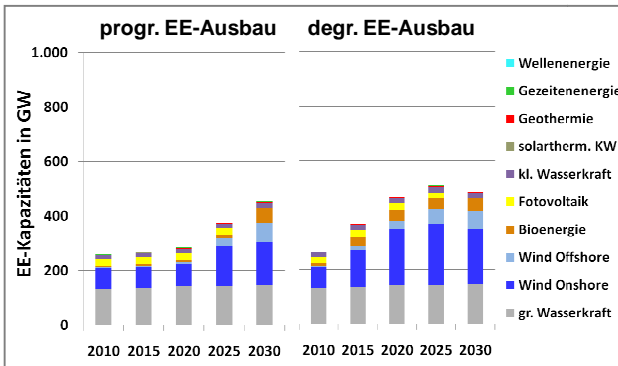
9.3 Ergebnisse Szenario Sensitivität techn. Fortschritt 45% EE

ABBILDUNG 9-11: ENTWICKLUNG DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 45% EE“



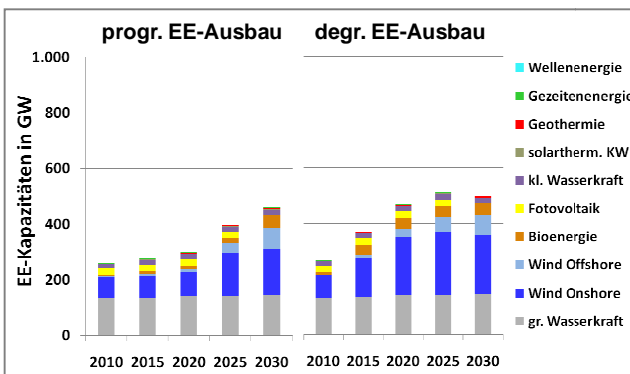
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-12: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 45% EE“ BEI NIEDRIGEM STROMPREIS



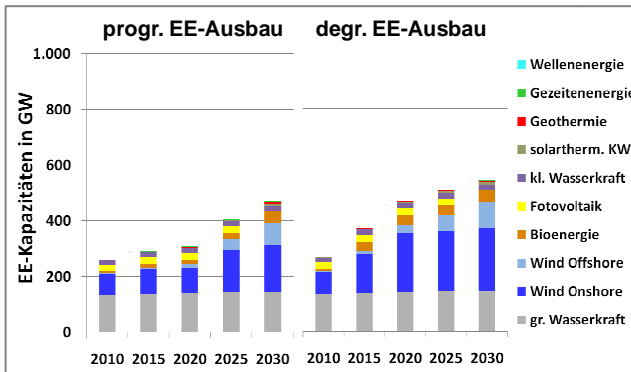
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-13: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 45% EE“ BEI MITTLEREM STROMPREIS



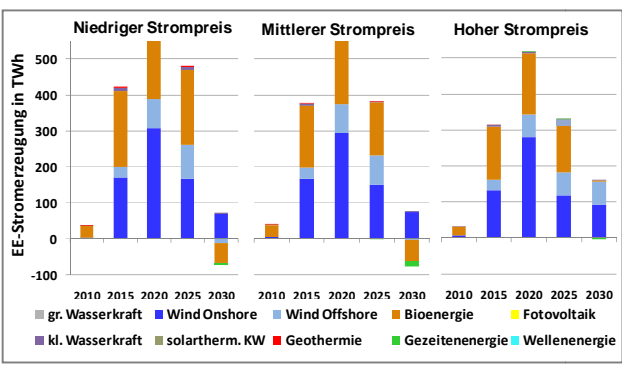
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-14: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 45% EE“ BEI HOHEM STROMPREIS



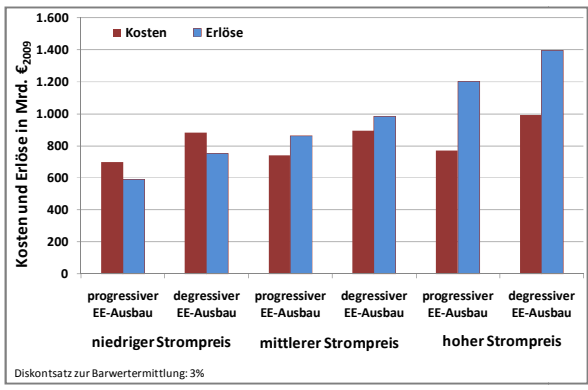
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-15: DIFFERENZ DER EE-ERZEUGUNG ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 45% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

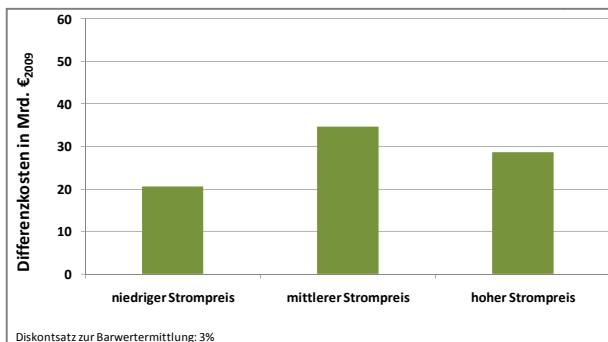
ABBILDUNG 9-16: BARWERT DER KOSTEN UND ERLÖSE DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 45% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-17: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-

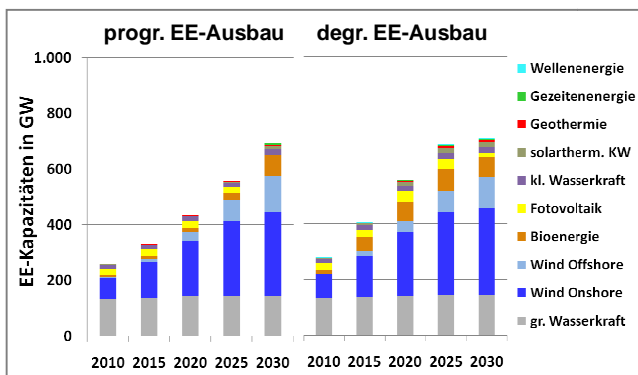
AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 45% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

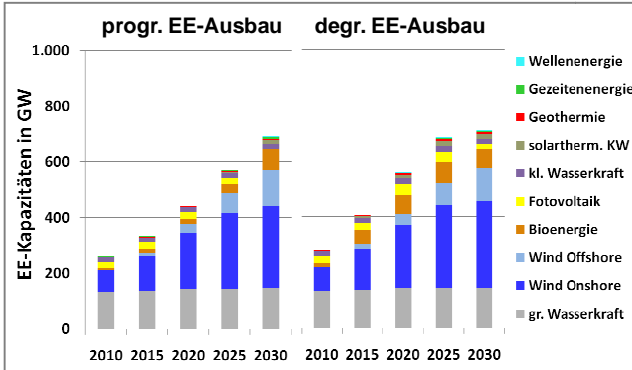
9.4 Ergebnisse Szenario „Referenz 65% EE“

ABBILDUNG 9-18: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „REFERENZ 65% EE“ BEI NIEDRIGEM STROMPREIS



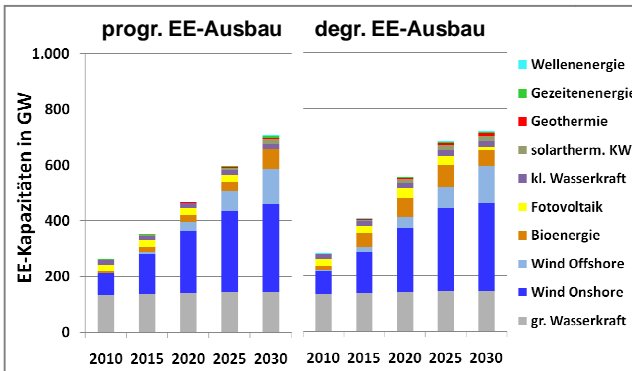
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-19: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „REFERENZ 65% EE“ BEI MITTLEREM STROMPREIS



Quelle: Eigene Berechnungen.

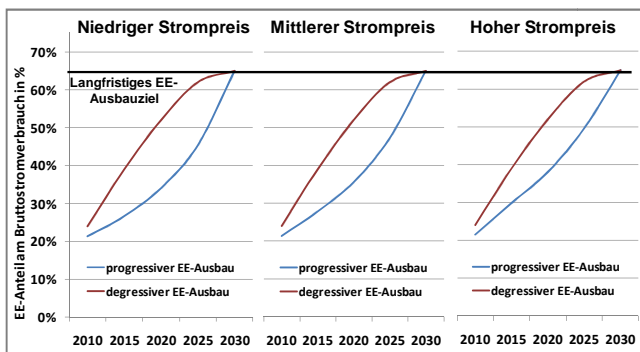
ABBILDUNG 9-20: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „REFERENZ 65% EE“ BEI HOHEM STROMPREIS



Quelle: Eigene Berechnungen.

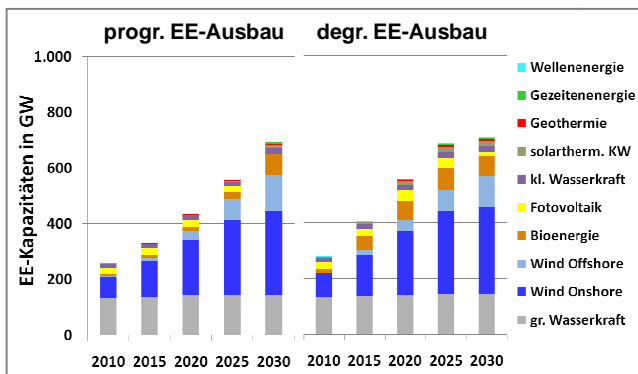
9.5 Ergebnisse Szenario „Sensitivität Potenzial 65% EE“

ABBILDUNG 9-21: ENTWICKLUNG DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 65% EE“



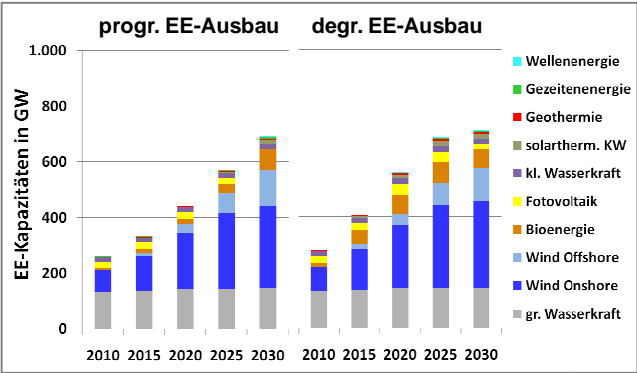
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-22: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 65% EE“ BEI NIEDRIGEM STROMPREIS



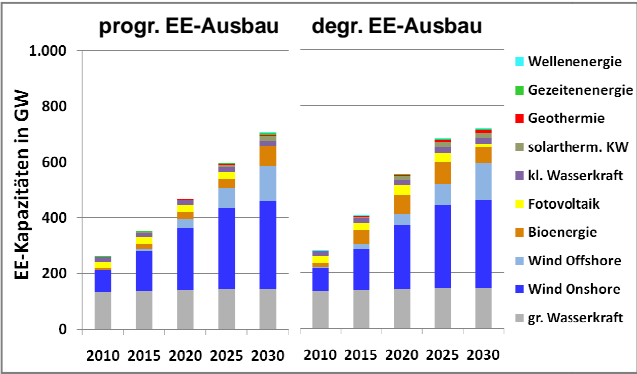
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-23: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 65% EE“ BEI MITTLEREM STROMPREIS



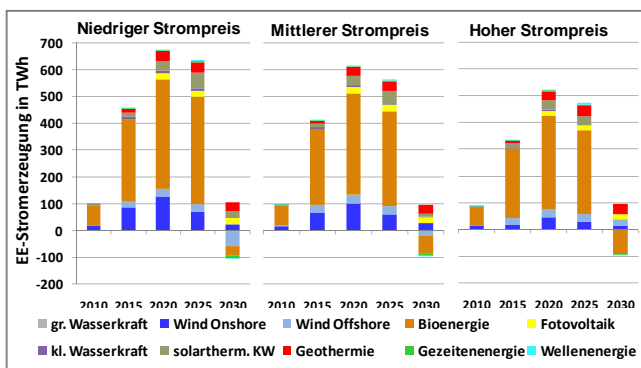
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-24: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 65% EE“ BEI HOHEM STROMPREIS



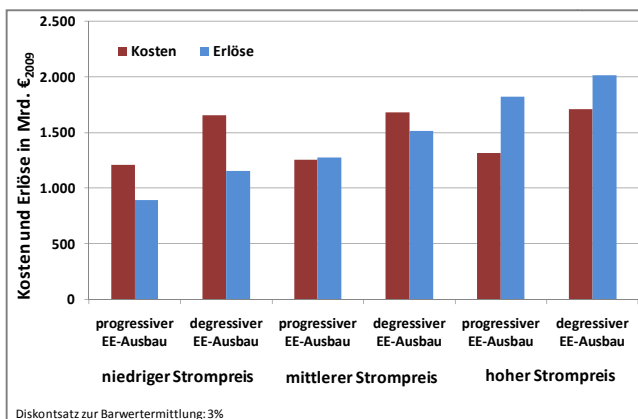
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-25: DIFFERENZ DER EE-ERZEUGUNG ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 65% EE“



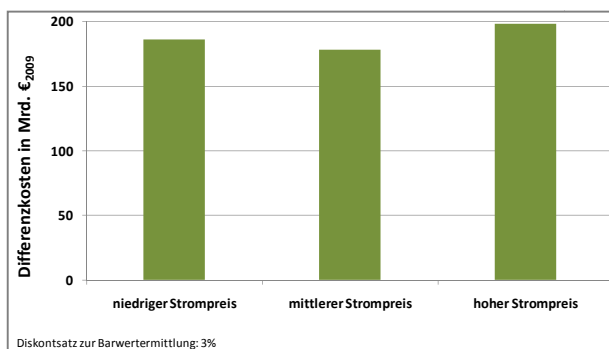
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-26: BARWERT DER KOSTEN UND ERLÖSE DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „SENSITIVITÄT POTENZIAL 65% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

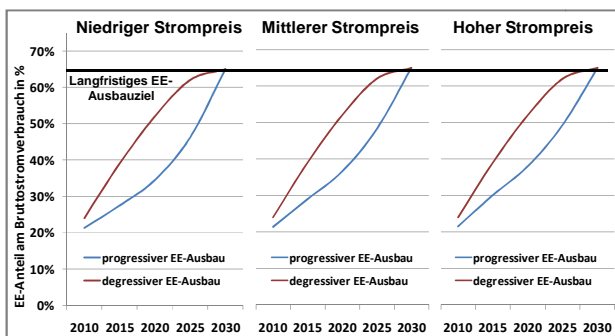
**ABBILDUNG 9-27: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN
(KOSTEN ABZGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-
AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO
„SENSITIVITÄT POTENZIAL 65% EE“**



Quelle: Eigene Berechnungen.

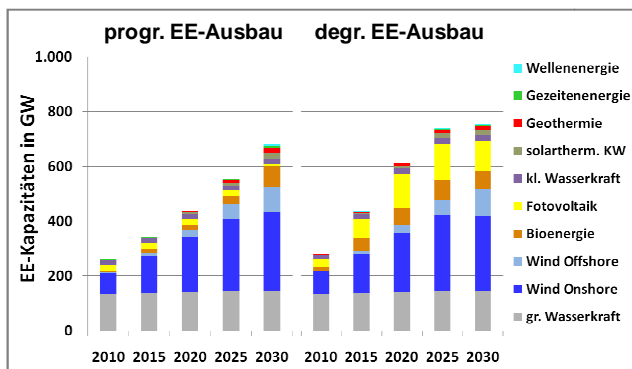
9.6 Ergebnisse Szenario Sensitivität techn. Fortschritt 65% EE

**ABBILDUNG 9-28: ENTWICKLUNG DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO
„SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 65% EE“**



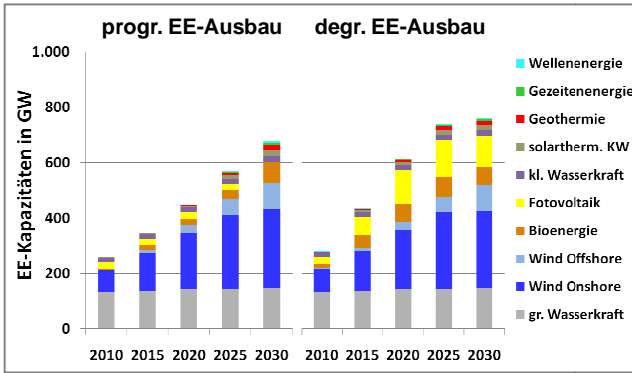
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-29: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 65% EE“ BEI NIEDRIGEM STROMPREIS



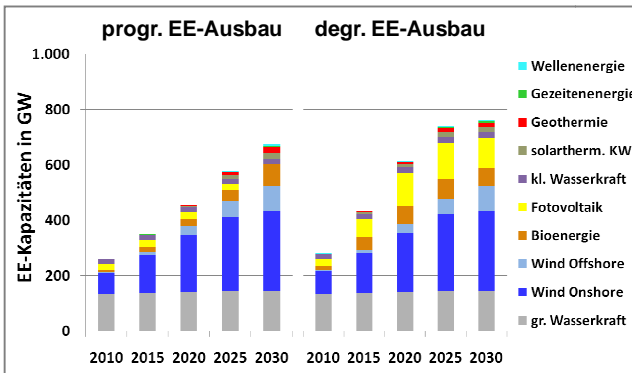
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-30: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 65% EE“ BEI MITTLEREM STROMPREIS



Quelle: Eigene Berechnungen.

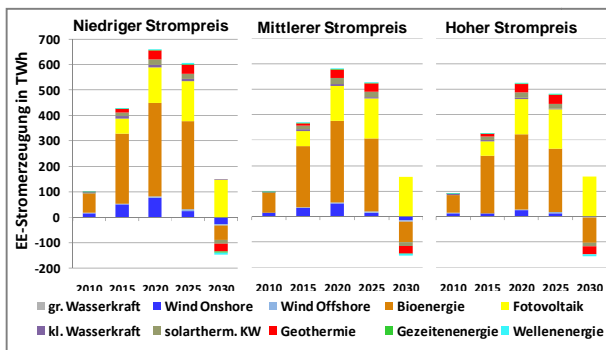
ABBILDUNG 9-31: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 65% EE“ BEI HOHEM STROMPREIS



Quelle: Eigene Berechnungen.

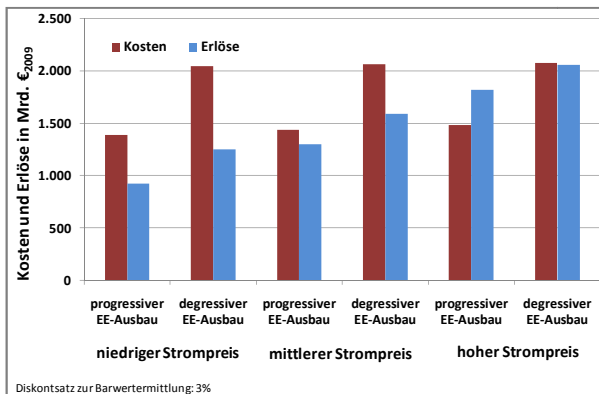
ABBILDUNG 9-32: DIFFERENZ DER EE-ERZEUGUNG ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-

AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 65% EE“



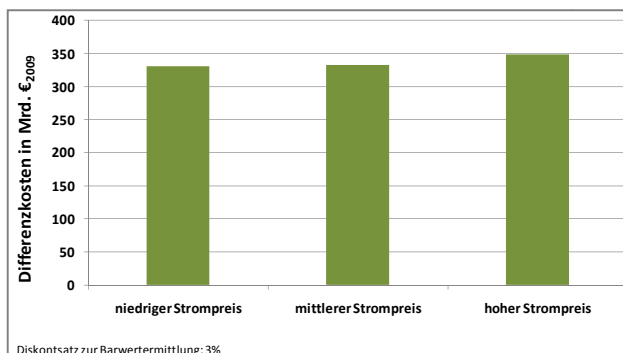
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-33: BARWERT DER KOSTEN UND ERLÖSE DES EE-AUSBAUS IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 65% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

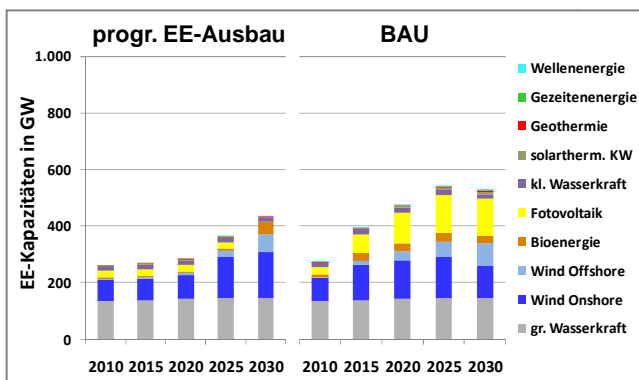
ABBILDUNG 9-34: DIFFERENZ DES BARWERTS DER NETTOKOSTEN (KOSTEN ABZÜGL. ERLÖSE) ZWISCHEN SZENARIO „DEGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ UND „PROGRESSIVER EE-AUSBAUPFAD“ IM SZENARIO „SENSITIVITÄT TECHN. FORTSCHRITT 65% EE“



Quelle: Eigene Berechnungen.

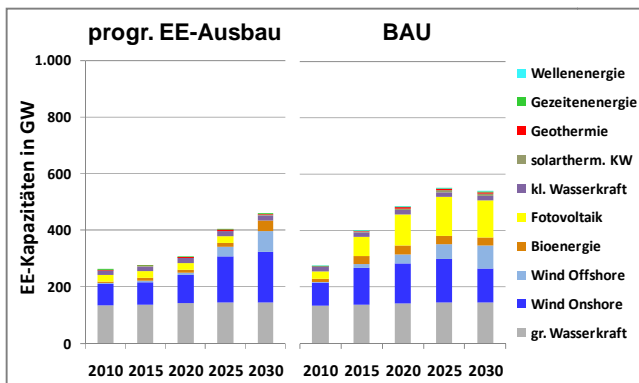
9.7 Ergebnisse Szenario „Business-as-usual“

ABBILDUNG 9-35: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „BUSINESS-AS-USUAL“ BEI NIEDRIGEM STROMPREIS



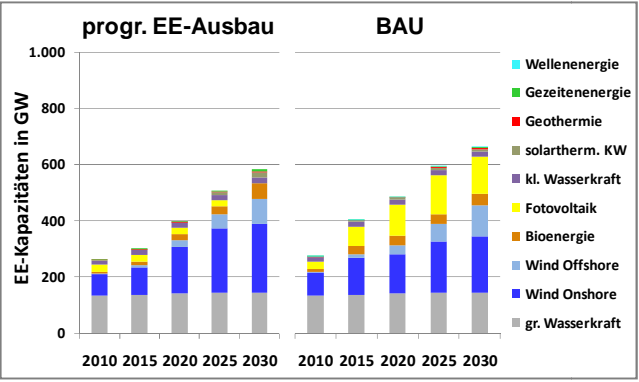
Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-36: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „BUSINESS-AS-USUAL“ BEI MITTLEREM STROMPREIS



Quelle: Eigene Berechnungen.

ABBILDUNG 9-37: ENTWICKLUNG DER EE-KAPAZITÄTEN IM SZENARIO „BUSINESS-AS-USUAL“ BEI HOHEM STROMPREIS



Quelle: Eigene Berechnungen.

SCHRIFTEN DES ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN INSTITUTS FRÜHERE VERÖFFENTLICHUNGEN

- Band 66: Wissen, Ralf: Die Ökonomik unterschiedlicher Ausbaudynamiken Erneuerbarer Energien im europäischen Kontext – eine modellbasierte Analyse. 323 Seiten, 2012.
- Band 65: Endress, Martin: The Development of Emissions Trading in Germany. A Political Economy Analysis of Stakeholders, Interests and Power Resources. 276 Seiten, 2010.
ISBN: 978-3-8356-3227-1.
- Band 64: Bartels, Michael: Cost Efficient Expansion of District Heat Networks in Germany. 170 Seiten, 2009.
ISBN: 978-3-8356-3184-7.
- Band 63: Gatzen, Christoph: The Economics of Power Storage. Theory and Empirical Analysis for Central Europe. 230 Seiten, 2008.
ISBN: 978-3-8356-3138-0.
- Band 62: Kühn, Christian: Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber. 560 Seiten, 2006.
ISBN 978-3-8356-3108-3.
- Band 61: Seeliger, Andreas: Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transports und des internationalen Handels sowie eine Analyse der Bezugsskostensituation ausgewählter Importnationen. 236 Seiten, 2006.
ISBN: 978-3-8356-3100-7.

- Band 60: Perner, Jens: Die langfristige Erdgasversorgung Europas. Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS. 371 Seiten, 2002.
ISBN: 3-486-26536-9.
- Band 59: Kreuzberg, Martin: Spot Prices of Electricity in Germany and Other European Countries. 139 Seiten, 2001.
ISBN: 3-486-26522-9.
- Band 58: Drasdo, Peter: Kosten der Endlagerung radioaktiver Abfälle. 405 Seiten, 2001.
ISBN: 3-486-26523-7.
- Band 57: Drillisch, Jens: Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung. Ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten. 417 Seiten, 2001.
ISBN: 3-486-26516-4.
- Band 56: Starrmann, Frank: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten. 230 Seiten, 2001.
ISBN: 3-486-26513-X.